



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



## Solvärmecentralen i Studsvik

Resultat 1980

Bengt Perers  
Rutger Roseen

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	81-1071
Plac	<i>ser</i>

*R/bd*

# SOLVÄRMECENTRALEN I STUDSVIK

## Resultat 1980

Bengt Perers  
Rutger Roseen



Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
800069-3 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Studsvik Energiteknik AB.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R59:81

ISBN 91-540-3499-X

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm.

LiberTryck Stockholm 1981 153577

## INNEHÅLL

1.	INLEDNING .....	7
2.	LÄGE KLIMAT .....	9
3.	SYSTEMBESKRIVNING .....	10
4.	REGLERING .....	14
5.	MÄTNING OCH UTVÄRDERING .....	16
6.	RESULTAT .....	23
6.1	Korttidsprestanda .....	23
6.2	Solfångare .....	31
6.3	Magasin .....	36
6.4	Tillgänglighet .....	44
6.5	Energibalans .....	47
7.	EKONOMI .....	51
8.	DISKUSSION .....	52
8.1	Solinsamling .....	52
8.1.1	Degradering av solfångarna .....	53
8.1.2	Beräkningsmodell för solfångarna .....	54
8.1.3	Beräkningsmodell för solinstrålning .....	55
8.1.4	Noggrannhet i solinstrålningsmätningarna ...	58
8.1.5	Sammanställning av orsaker till avvikelse mellan förväntade värden och resultat .....	59
8.2	Värmemagasinerings .....	60
9.	SLUTSATSER .....	62
	REFERENSER .....	63

1. The first part of the paper is devoted to the

study of the properties of the

operator  $T$  defined by

(1)  $Tf(x) = \int_0^x f(t) dt$

for  $f \in L^1(\mathbb{R})$ .

It is well known that

(2)  $Tf \in L^1(\mathbb{R})$

and that the operator norm

(3)  $\|T\|_{L^1(\mathbb{R}) \rightarrow L^1(\mathbb{R})} = 1$

is attained for

(4)  $f(x) = \chi_{[0,1]}(x)$ .

On the other hand, it is

easy to see that

(5)  $Tf \in L^2(\mathbb{R})$

and that the operator norm

(6)  $\|T\|_{L^2(\mathbb{R}) \rightarrow L^2(\mathbb{R})} = 1$

is attained for

(7)  $f(x) = \chi_{[0,1]}(x)$ .

It is also well known that the operator norm

(8)  $\|T\|_{L^p(\mathbb{R}) \rightarrow L^p(\mathbb{R})} = 1$

is attained for

(9)  $f(x) = \chi_{[0,1]}(x)$ .



## FÖRORD

Solvärmecentraler är en lovande teknisk lösning för uppvärmning av bostäder med solenergi. Det återstår dock mycket utvecklingsarbete för att finna material och konstruktioner som möter funktions-, kostnads- och livslängdskraven.

Solvärmecentralen i Studsvik är en av 3 demonstrationsanläggningar i Sverige som byggts med stöd från Byggforskningsrådet. Anläggningen har varit i drift sedan slutet av februari 1979 och har levererat värme till ett kontorshus i Studsvik under vintern 1979 - 1980.

Anläggningen har fungerat med nära förväntad effektivitet men på grund av att solinstrålningen under både 1979 och 1980 varit lägre än den som anläggningen dimensionerats för har inte förväntade värden på försörjningsgrad och temperaturnivåer i lagret helt kunnat uppnås.

Rutger Roseen





## 1. INLEDNING

Solvärmecentraler är ett nytt sätt att utnyttja solvärme till bostadsuppvärmning. Genom årtidslagring och roterande solfångare kan värmeutbytet från solfångarna ökas väsentligt. För att möta de ekonomiska kraven på energitillförseln måste solvärmecentraler dimensioneras för ett relativt stort antal bostäder. Kanske 200 - 400 bostäder.

Därigenom blir investeringskostnaden för varje solvärmecentral mycket hög och även små felbedömningar i livslängd hos material, värmeutbyte, och kostnader ger stora avvikelser i energikostnad.

För att utveckla och prova tekniken och ta fram säkrare underlag för bedömning av fullstora anläggningar har Byggforskningsrådet givit stöd till 3 experimentanläggningar i mindre skala, med olika tekniska lösningar.

Solvärmecentralen i Studsvik är byggd i mycket liten skala efter principen isolerat gropmagasin och solfångare på magasinets flytande lock som roterar efter solen. Den producerade värmen utnyttjas till att värma ett närbelagt kontorshus.

Många helt nya obeprövade konstruktioner och material ingår i anläggningen i avsikt att prova lösningar som kan sänka investeringskostnaden med upprätthållande av ekonomiskt rimlig effektivitet och livslängd.

Underlag för utvärderingen av anläggningen samlas in med ett datormätsystem så långt det är möjligt. Värdena kompletteras med regelbundna mätningar och inspektioner av material och komponenter.

Solvärmecentralen har varit i drift sedan slutet på februari 1979 och har klarat av en uppvärmningssäsong för kontorshuset och två driftsäsonger för solfångarna.

## 2. LÄGE KLIMAT

Solvärmecentralen är placerad på ett provområde inom Studsvik. Studsvik är beläget 30 km öster om Nyköping nära Östersjökusten. Latitud  $59^{\circ}\text{N}$ , longitud  $17^{\circ}$  ost ca 20 m<sup>2</sup> över havets nivå. Provområdet är omgivet av hus och enstaka träd åt öster och söder med  $10 - 15^{\circ}$  horisontavskärmning och skog åt väster med ca  $10^{\circ}$  avskärmning.

Området ligger inte tillräckligt långt ut i skärgården för att ge den minskning i nederbörd och molnfrekvens som är vanligt för öar i ytter-skärgården. Medelvärde för global solinstrålning 1961 - 1966 för Studsvik avviker ca 1.3 % från Stockholms värden samma år.

Närmaste meteorologiska station är Nyköping där luftmedeltemperaturen för normalår varierar mellan  $-3.5^{\circ}\text{C}$  i februari och  $17.1^{\circ}\text{C}$  i juli. Års-genomsnittet är ca  $6.5^{\circ}\text{C}$ .

Solinstrålning registreras ej i Nyköping utan här blir närmaste station Stockholm med genomsnittlig globalstrålning av 1 000 kWh/m<sup>2</sup> varav diffus strålning utgör 400 kWh/m<sup>2</sup>. Båda värdena är räknade mot horisontalyta.

### 3. SYSTEMBESKRIVNING

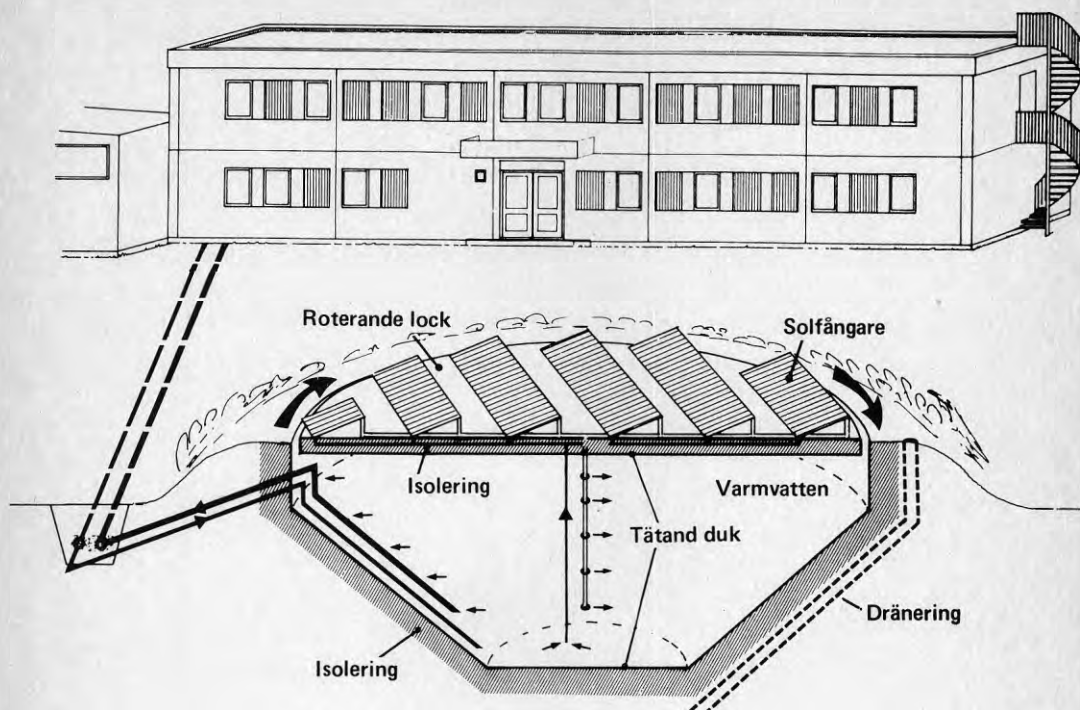
Solvärmecentralen i Studsvik är en prototyp-anläggning i skala 1:100. Den är dimensionerad för att klara hela uppvärmningsbehovet för ett närbeläget kontorshus.

Värmen produceras av solfångare under sommarhalvåret och lagras till vinterhalvåret genom uppvärmning av en stor isolerad vattenvolym.

Kontorshusets uppvärmningssystem är av lågtemperaturtyp för att begränsa lagringstemperaturen och drifttemperaturen för solfångarna och öka magasinets lagringskapacitet.

Kontorshuset kräver maximalt ca 30°C framledningstemperatur vid dimensionerande utomhustemperatur.

Isoleringsstandarden i huset är enligt SBN 75. Frisklufttillförseln sänks med tidur utanför arbetstid.



Figur 1

Principskiss över prototypanläggningen.

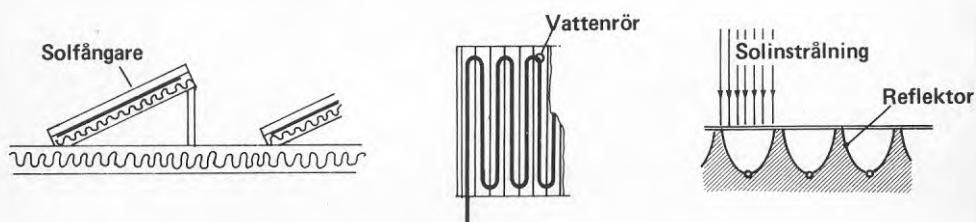
Solfångarna är av CPC typ med koncentrationsfaktor 4. Ett automatiskt frostskydd dränerar solfångare och cirkulationssystem när absorbator-temperaturen går under ca  $+5^{\circ}\text{C}$ .

Vid drift cirkuleras vattnet från lagret direkt genom solfångarna.

Totala solfångarytan är  $120\text{ m}^2$ . Solfångarna är uppställda i rader på värmelagrets lockisolering och vrids i horisontalled efter solen. Lutningen

är 25° och avståndet mellan solfångarraderna är optimalt för bästa årsutbyte. Verkningsgraden utan värmeförlusten  $\eta_0 = 0.64$  och värmeförlustkoefficienten  $FU_L = 2.3 \text{ W/m}^2\text{K}$ .

Solfångarna är försedda med 4 mm enkelglas. Reflektorytorna består av ett vakuumförångat skikt av aluminium som skyddas av en plastfilm på båda sidor. Solfångarna är optimerade för drifttemperaturer upp till 95°C men i prototypsystemet begränsas maxtemperaturen till ca 70° på grund av materialvalet i lagret.



Princip, koncentrerande solfångare

## Figur 2

Principskiss av solfångarna.

Värmelagret är av gropmagasintyp och 6 m djupt. Lagret är fyllt med 640 m<sup>3</sup> vatten. Lagret är konstruerat för en maxtemperatur av 70° och kontorshuset klarar att utnyttja temperaturer ned till 25°C. Speciella anordningar finns för att inte värmeförlust och värmeuttag ska störa temperaturskiktningen.

Värmen transporteras till kontorshuset genom att varmt vatten från magasinet pumpas direkt in i husets vatten-luft värmepump.

Solvärmecentralen regleras från en reglercentral i kontorshuset. Till reglercentralen är inkopplat givare för mätning av absorbatortemperaturer, returvattentemperaturer, solinstrålningstäthet i solfångarnas plan, temperatur i lagret på olika nivåer, asimutvinkelfel för lockvridningen, utomhustemperatur m m.

Uppvärmningssystemet i kontorshuset styrs från en separat reglercentral för reglering av frisklufttillförsel, rumstemperatur och avfrostning av värmeväxlare m m.



#### 4. REGLERING

Solvärmecentralen styrs från en reglercentral i kontorshuset, dit alla reglergivare är anslutna.

På morgonen står locket stilla, vridet ca  $115^\circ$  åt öster. Lockvridningen startas av ett tidur som kan justeras efter årstiden. Vid mulet väder ( $Irradians < 300 \text{ W/m}^2$ ) roterar locket med en grundhastighet på  $15^\circ/\text{h}$ . När  $I > 300 \text{ W/m}^2$  kopplas en solsensor in som finjusterar hastigheten så att alla solfångarna fokuserar.

Cirkulationspumpen till solfångarna startar då absorbatortemperaturen överstiger lägsta temperaturen i magasinet. Flödet cirkulerar på locket via en shuntventil så länge returtemperaturen från solfångarna är kallare än bottentemperaturen i magasinet.

När returtemperaturen stiger öppnas ledningar ned i magasinet. Ledningarna går till 5 olika nivåer i magasinet. En logikenhet övervakar så att rätt nivå väljs och att alltid en ventil är öppen.

När returtemperaturen sjunker styrs flödet ut på lägre och lägre nivå och till slut öppnas istället shuntventilen och vattnet cirkulerar på locket.

När till slut absorbatortemperaturen understiger lägsta temperaturen i magasinet stannar cirkulationspumpen.

Lockvridningen fortsätter till ett visst klockslag som också ställs in efter solens gång. Omedelbart därefter börjar locket backa till läget för nästa morgons start.

Volymflödet genom solfångarna tas från botten av magasinet och fördelas på 12 parallellkopplade kretsar som är försedda med flödesmätare och strypventiler för balansering av flödena.

Totala volymflödet till solfångarna kan antingen hållas konstant eller regleras så att konstant returtemperatur erhålles.

Värmeintaget till kontorshus kan ske från 3 olika nivåer i magasinet. Returvattnet från kontorshuset leds ned till botten av magasinet. Uttagsnivån styrs manuellt från reglercentralen.

Vattennivån i magasinet kan styras automatiskt via två magnetventiler för påfyllning resp avtappning.

Om cirkulationen i solfångarna skulle utebli, så att absorbatortemperaturen överstiger  $90^{\circ}\text{C}$ , backas locket automatiskt till morgonläget för automatisk återstart nästa morgon.

## 5. MÄTNING OCH UTVÄRDERING

Målsättningen med mätningarna är att ge ökade kunskaper om prestanda, reglering, driftsäkerhet och livslängder samt orsaken till avvikelser från förväntade värden.

För datainsamlingen utnyttjas i största möjliga utsträckning ett datorbaserat mätsystem. Värdena kompletteras med inspektioner och mätningar på enskilda komponenter och material. Drifterfarenheter förs in i protokollsbok för vidare sammanställning över längre perioder.

I mätsystemet sker en datareducering till timmedelvärden som lagras på flexskivor för vidare bearbetning. Utöver ca 90 mätkanaler ingår ett 50-tal beräkningskanaler där storheter med kort tidskonstant (t ex värmeflöden) beräknas direkt från momentanvärden för att sedan lagras som timmedelvärden.

Timmedelvärdena sammanställs också till dygnsvärden. De viktigaste av dessa registreras regelbundet för att följa upp att alla erforderliga mätdata verkligen samlas in så att fel på givare och övrig mätutrustning upptäcks och kan åtgärdas så snart som möjligt.

Som backup till datormätsystemet används också några enkla registrerande instrument som gör det möjligt att fastställa energibalansen för anläggningen vid längre avbrott för mätsystemet.

Ett stort antal faktorer påverkar energibalansen för anläggningen. Många av faktorerna varierar väsentligt år från år och avviker också från

antagna värden. Vid utvärderingen är det därför nödvändigt att kunna få ett kvantitativt mått på hur de olika faktorerna har påverkat resultatet så att den verkliga orsaken, avvikelser mellan förväntade och uppmätta värden kan härledas.

Två beräkningskanaler utnyttjas därför för att med matematiska modeller ta fram teoretiskt förväntade värden på solfångarutbyte och värmeförluster från lagret under de aktuella driftbetingelserna, såsom drifttemperatur, lufttemperatur, direkt och diffus solinstrålning, värmetröghet, skuggning, marktemperatur m m.

De teoretiskt förväntade värmeförlusterna VFLU beräknas enligt formeln

$$VFLU = \sum_{i=1} \lambda_i / d_i \cdot A_i \cdot (T_{1i} - T_{2i}) \quad (1)$$

$\lambda$	= värmeledningstal, W/mK
$d$	= isolertjocklek, m
$A$	= delyta av isoleringen, m <sup>2</sup>
$T_1$	= temperatur på isoleringens insida, K
$T_2$	= temperatur på isoleringens utsida, K

18 temperaturer jämnt fördelade över magasinets omslutningsyta ingår i beräkningen. Plan värmeledning har ansatts eftersom förhållandet mellan isolertjocklek och krökningsradie är mycket stort. Det teoretiska värmeutbytet för solfångarna beräknas enligt formeln

$$\begin{aligned} OSLF = & \eta_{OD} (SOEF) - (1 - \kappa) \cdot SFAR(I002) - \\ & - k_e \cdot SFAR((T113 + T100)/2 - T001) - \\ & - (mc)_e \cdot SFAR \cdot \Delta((T113 + T100)/2) / \Delta t \quad (2) \end{aligned}$$

$\eta_{OD}$	= effektverkningsgrad utan förluster relaterat till direkt solinstrålning
SOEF	= total solinstrålning mot hela solfångaren, W
$\kappa$	= andel av diffus strålning som solfångaren kan utnyttja optiskt
SFAR	= total solfångaryta, m <sup>2</sup>
I002	= diffus solinstrålningstäthet, W/m <sup>2</sup>
$k_e$	= solfångarens effektiva förlustkoefficient, W/m <sup>2</sup> K
T113	= utloppstemperatur från solfångarna till lagret, K
T100	= inloppstemperatur från lager till solfångarna, K
T001	= utomhustemperatur vid solfångarna, K
$(mc)_e$	= effektiv värmekapacitet för solfångarna, J/K m <sup>2</sup>
$\Delta t$	= tidsintervall mellan två momentanvärden

De ingående huvudtermerna är placerade på separata rader i ordningen, värmeeffekt till absorbatoren, förlustvärmeeffekt från absorbatoren till omgivning, och värmetröghetseffekt i solfångarna.

$\eta_{OD}$ ,  $k_e$  och  $(mc)_e$  är uppmätta vid leveransprov av nya solfångare.

SOEF mäts med en solarimeter i solfångarnas plan och korrigeras när solhöjden är så låg att solfångarna skuggas.

$\kappa$  har ansatts till inverterade värdet av koncentrationsfaktorn. Sambandet finns härlett i (2).

Formeln för QSLF överensstämmer med den modell som användes vid dimensioneringen av anläggningen. Grunduttrycket finns härlett bl a i (3) och har modifierats för CPC-solfångare för att ta hänsyn till inverkan av diffus strålning, skuggning och värmetröghetseffekter. Modellen har visat sig stämma väl med uppmätta värden även över längre perioder med varierande väderlek. Vid helt klart väder gäller formeln med bästa noggrannhet. Då går korrektionstermerna mot noll. Beräkningskanalen utgör då ett bekvämt referensvärde för bedömning av solfångarnas prestandaförändringar.

Några andra beräkningskanaler som ingår är solskenstid SOLT som beräknas enligt formeln:

$$\text{SOLT} = \begin{cases} 1 \text{ då } (I001-I002)/\sin(h+s) \geq 200 \text{ W/m}^2 \\ 0 \text{ övrig tid} \end{cases} \quad (3)$$

I001 = total solinstrålning mot roterande plan lutande vinkeln  $s$ ,  $\text{W/m}^2$

I002 = diffus solinstrålning,  $\text{W/m}^2$

$h$  = solhöjd, grader

$s$  = lutning för solarimeter I001, grader

Gränsvärdet  $200 \text{ W/m}^2$  för direkta solinstrålningen i normalriktningen är ansatt enligt ett förslag från WMO (4). Värdet ska överensstämma med karakteristiken för tidigare använda mätinstrument (heliografer).

Värmeledningstal för lockisolering LTAL bestäms med en speciell mätskiva enligt uttrycket

$$\text{LTAL} = \lambda_i d_2/d_1 \cdot (T503-T505)/(T212-T503) \quad (4)$$



$\lambda_1$	= mätskivans värmeledningstal
$d_1$	= mätskivans tjocklek
$d_2$	= lockisoleringens tjocklek
$T_{212}$	= yttemperatur på isoleringens insida
$T_{503}$	= yttemperatur på mätskivans varma sida
$T_{505}$	= "- kalla

Värmeledningstal för markisoleringen VTAL bestäms med hjälp av temperaturgivare i mark och isolering.

$$VTAL = \lambda_2 \cdot d_1 / d_2 \cdot (T_{236} - T_{244}) / (T_{231} - T_{236}) \quad (5)$$

$\lambda_2$	= markens värmeledningstal, antas konstant vid detta djup, ca 3 m, W/mK
$d_1$	= isoleringens tjocklek, m
$d_2$	= avstånd i mark från givare till isolering, m
$T_{231}$	= yttemperatur på isoleringens insida, K
$T_{236}$	= yttemperatur på isoleringens utsida, K
$T_{244}$	= marktemperatur på avståndet $d_2$ från isoleringens utsida, K

Medeltemperaturen i lagret MTMP beräknas genom volymviktning av 27 temperaturgivare i lagret jämnt fördelade över hela volymen.

$$MTMP = \left( \sum_{i=1}^{27} V_i T_i \right) / \sum V_i \quad (6)$$

$V_i$	= delvolym i, m <sup>3</sup>
$T_i$	= medeltemperatur i volym i, °C



Värmeinnehållet i lagret VIHМ bestäms med hjälp av samma temperaturgivare men med viktning med den lokala värmekapaciteten enligt formeln

$$VIHM = \sum_{i=1}^{27} V_i \cdot \rho \cdot c_p (T_i - T_{ref}) \quad (7)$$

$V_i$  = delvolym i  
 $\rho$  = densitet för vattnet  
 $c_p$  = värmekapacitet för vattnet  
 $T_i$  = medeltemperatur i delvolym i  
 $T_{ref}$  = referenstemperatur då VIHМ = 0

Vid bestämning av värmeförlusterna VFLB från magasinet måste energibalansen för anläggningen utnyttjas

$$VFLB = EFSF - CVIH - VETH \quad (8)$$

EFSF = värmetillskott till lagret från solfångarna  
 CVIH = derivatan av värmeinnehållet i lagret  
 VETH = värmeuttag från lagret till kontorshuset

EFSF och VETH mäts med flödesmätare + två temperaturgivare och beräknas ur momentanvärden enligt uttrycken:

$$EFSF = W_{100} \cdot \rho \cdot c_p (T_{100} - T_{113}) \quad (9)$$

$$VETH = W_{400} \cdot \rho \cdot c_p (T_{400} - T_{401}) \quad (10)$$

$W_{100}$  = volymflöde genom solfångarna, m<sup>3</sup>/s  
 $W_{400}$  = volymflöde från lager till kontorshus, m<sup>3</sup>/s

T100	= inloppstemperatur från lager till solfångarkrets, K
T113	= utloppstemperatur från solfångarkrets till lager, K
T400	= framledningstemperatur till kontorshuset från lagret, K
T401	= returtemperatur från kontorshuset till lagret, K
$\rho$	= densitet för fluiden vid aktuell temperatur, kg/m <sup>3</sup>
$c_p$	= värmekapacitivet vid aktuell temperatur, J/kg K

Värmeuttaget från lagret till kontorshusets lågtemperatursystem ställer höga krav på mätutrustningen på grund av de låga temperaturdifferenser som tidvis förekommer.

För att minimera mätfelen är mätpunkterna noggrant utformade och givarna kalibreras regelbundet, dels mot varandra och dels mot normaltermometer. Teoretiskt underlag för inbyggnadssätt och kalibrering m m har bl a hämtats från 5.

## 6. RESULTAT

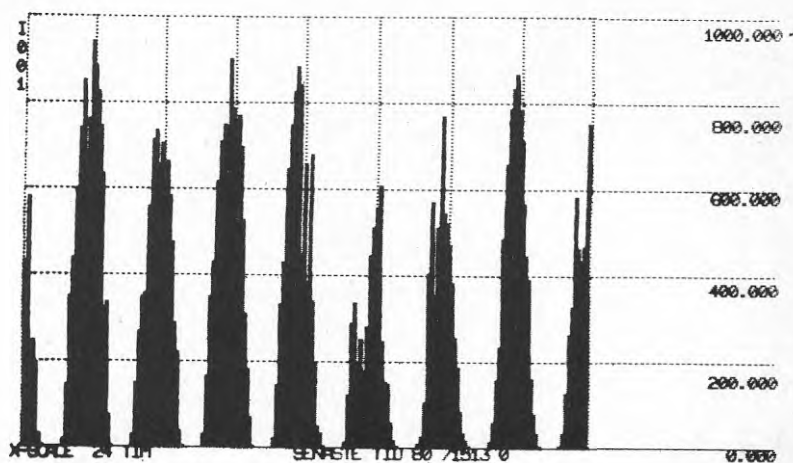
I detta avsnitt redovisas i första hand resultat från 1980 års drift, men i vissa fall där jämförelser är av intresse finns även resultat från 1979 presenterade.

Erfarenheter från uppbyggnadsskedet och resultat från första årets drift finns redovisade i Byggforskningsrapporten 770929-5.

### 6.1 Korttidsprestanda

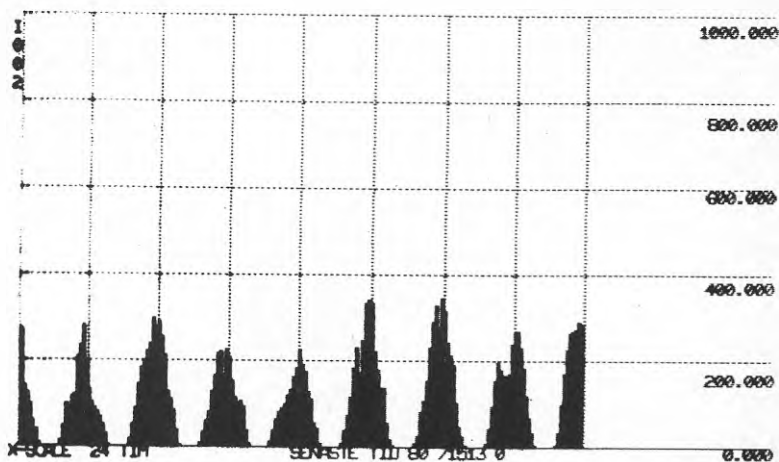
För att belysa solvärmecentralens funktion i ett kortare tidsperspektiv presenteras här några plottningar av timmedelvärden från en period om 8 dygn, 7 - 15 juli 1980. De lodräta skalstrecken motsvarar tidpunkter 13.05 sann soltid varje dygn (14.00 sommartid).

Totala solinstrålningstätheten i solfångarnas plan visas i Figur 3 och samhörande diffusa instrålningstäthet I002 visas i Figur 4. En tydlig tendens syns att dagar med hög total instrålning får lägre diffus instrålning.



Figur 3

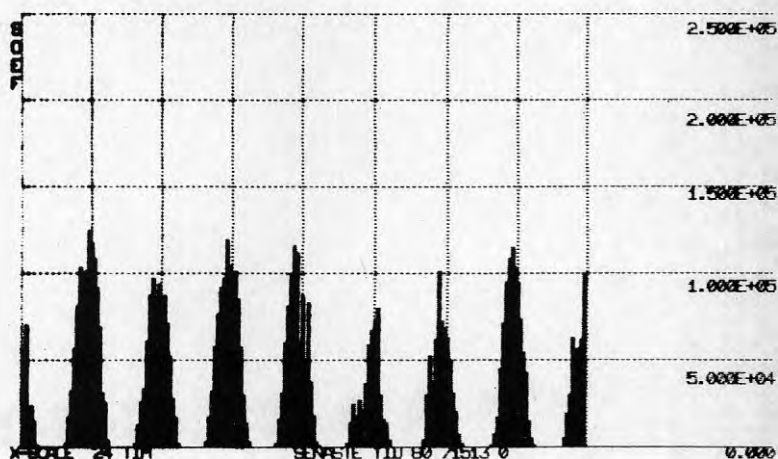
Total solinstrålningstäthet i solfångarnas plan ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).



Figur 4

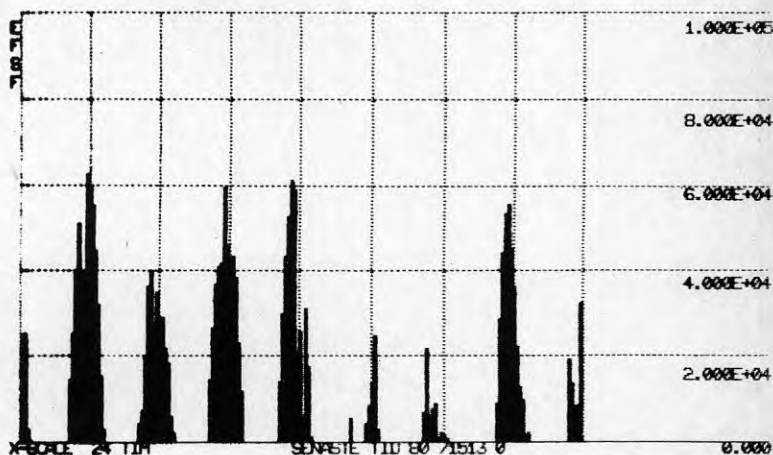
Diffus solinstrålningstäthet i solfångarnas plan ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

Totala strålningseffekten i solfångarnas plan SOEF visas i Figur 5. Maximala värdet uppgår till 120 kW. Motsvarande värmeutbyte från solfångare till lager EFSF visas i Figur 6. Maximala värmeeffekten är ca 70 kW, vilket svarar mot ca 60 % verkningsgrad.



Figur 5

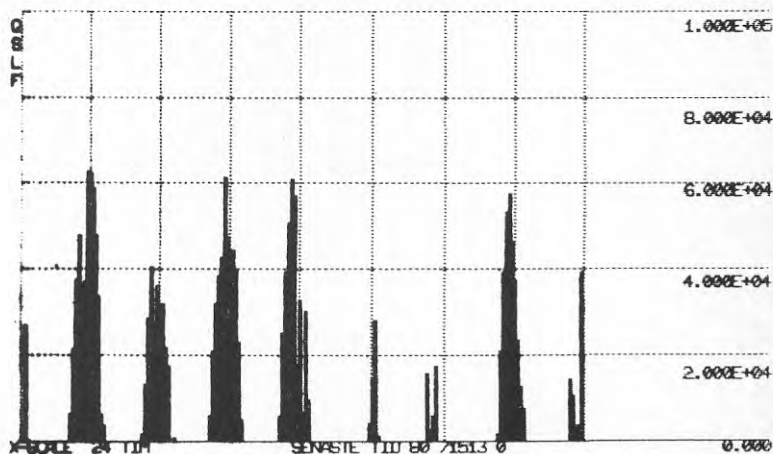
Totalt instrålad effekt mot solfångarytorna (W).



Figur 6

Avgiven effekt från solfångare till lager (W).

För att bättre kunna avgöra orsaken till eventuella avvikelser i årsutbyte för solfångarna har en beräkningskanal QSLF lagts in i mät-systemet. Den beräknar det förväntade värmeutbytet från solfångarna enligt samma matematiska modell som används vid dimensioneringen av anläggningen, men med aktuella momentanvärden på driftbetingelserna som indata. Överensstämmelsen mellan uppmätta och förväntade prestanda är mycket god även vid stor andel diffus strålning och visar att solfångarna fungerar med avsedd effektivitet. Beräkningskanalen QSLF visas i Figur 7.

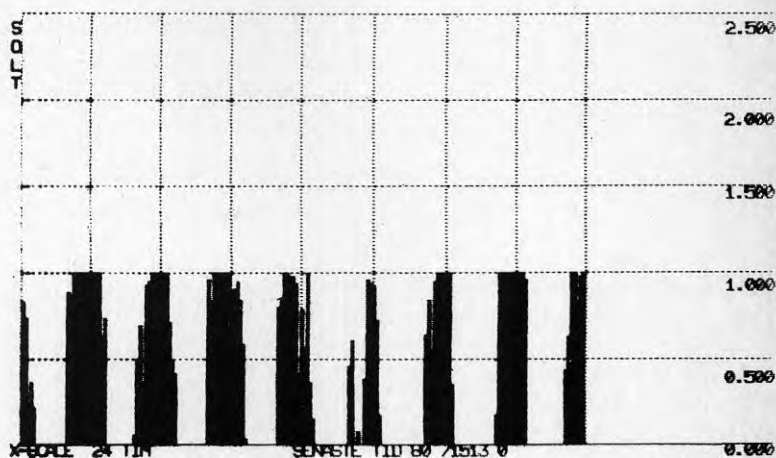


Figur 7

Teoretiskt förväntat värmeutbyte från solfångarna (W).

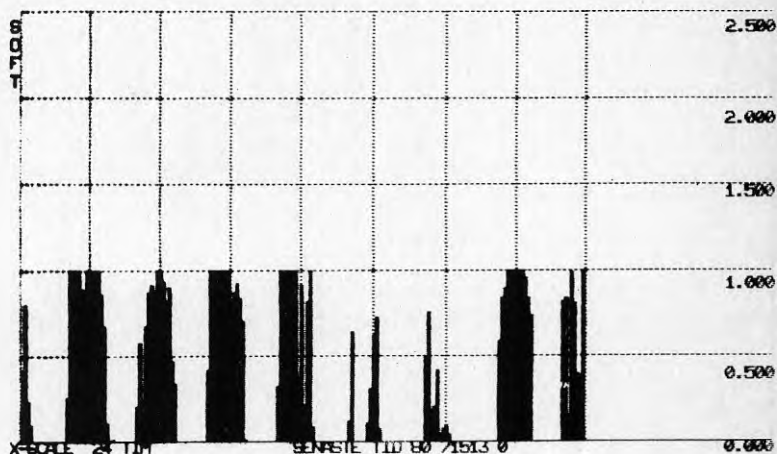
Ett annat mått på hur väl solfångarsystemet fungerar är hur drifttiden förhåller sig till solskenstiden. Det har visat sig att solfångare och reglersystem har så kort tidskonstant att även korta solskenstider kan utnyttjas. Det är också intressant att studera hur solskenstid och drifttid fördelar sig under dagen. Under den aktuella perioden kan man möjligen se en svag

tendens till förskjutning åt förmiddagen. Mätvärdena presenteras i Figur 8 och 9 och visar hur stor andel av varje timme som det varit soltid resp drifttid. Den 13:e är avvikelsen stor på grund av ett reglerfel som vred solfångarna ur fokus från kl 10.00.



Figur 8

Andel solskenstid per timme (1 = 100 % solsken).



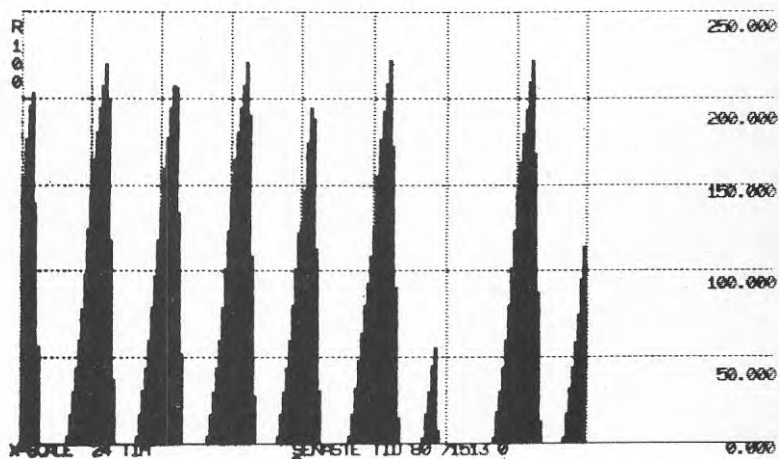
Figur 9

Andel drifttid per timme (1 = 100 % drifttid).



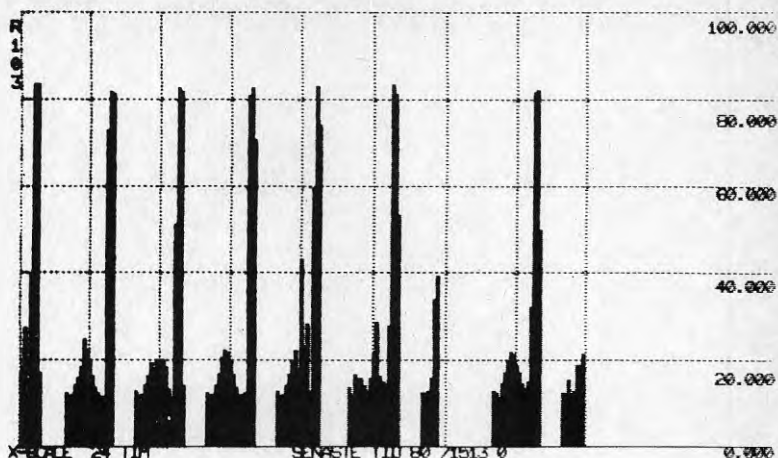
En viktig parameter som orsakar avvikelser i årsutbyte från solfångarna är tillgängligheten. För att kunna finna orsaken till driftavbrott och åtgärda rätt komponenter mäts några reglerparametrar som kan ge information om när och i vilket delsystem som felet uppstått. Här visas diagram för lockets vridningsvinkel R100 och lockets vinkelhastighet R103. Den 13:e kan man se att solfångarna börjat rotera under morgonen men vrids ur fokus från kl 10.00.

Rotationshastigheten varierar under dagen och är högst kl 12.00 med ca  $20^\circ/\text{h}$ . Under natten backar locket till utgångsläget med en högre hastighet ca  $80^\circ/\text{h}$ . Se Figur 10 och 11.



Figur 10

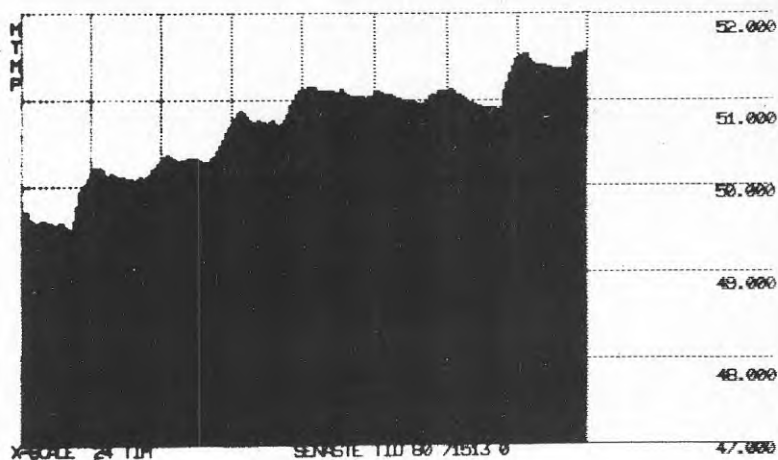
Vridningsvinkel för solfångarna  $115^\circ$  = söder (grader).



Figur 11

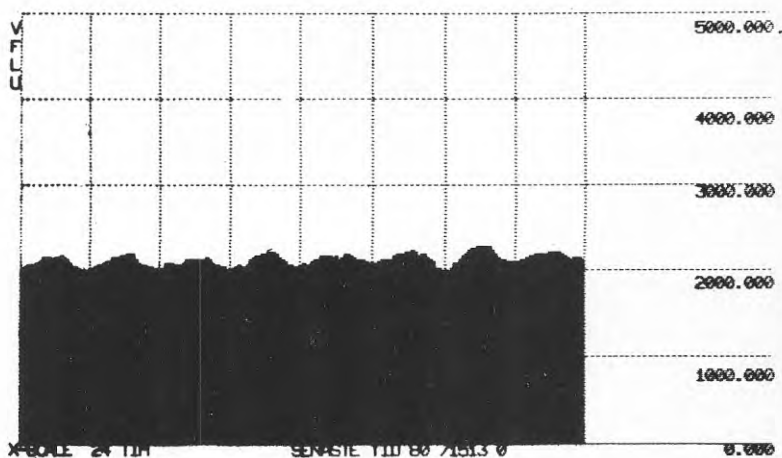
Vinkelhastighet för solfångarna i horisontalld (grader/h).

Figur 12 visar hur medeltemperaturen i lagret ändras med tiden. Under perioden stiger temperaturen med ca  $1.9^{\circ}\text{C}$ , vilket motsvarar ca 1 400 kWh ökning i värmeinhåll eller ca 7.3 kW dygnsmedel-effekt. Solfångarna har under samma period levererat ca 1 790 kWh, vilket motsvarar 9.3 kW. Eftersom inget värmeuttag till kontorshuset sker under denna period motsvarar skillnaden värmeförlusterna från lagret som blir ca 2 kW. Det kan jämföras med de beräknade värmeförluster som visas i Figur 13 där förlusterna beräknas ur temperaturförhållandena i magasin och omgivande luft respektive mark. Svängningarna beror på ändringar i utomhustemperatur, se Figur 14.



Figur 12

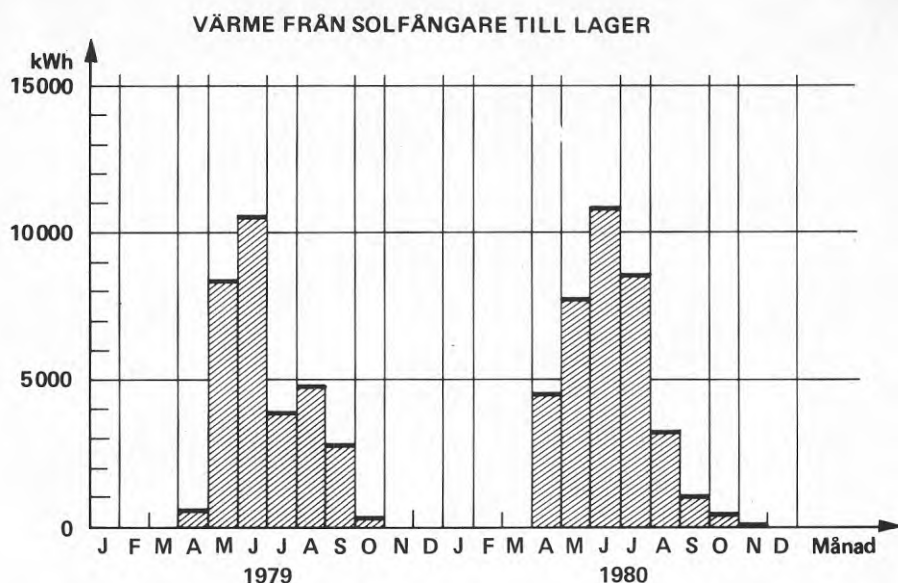
Volymviktad medeltemperatur i lagret ( $^{\circ}\text{C}$ ).



Figur 13

Beräknade värmeförluster från lagret (W).

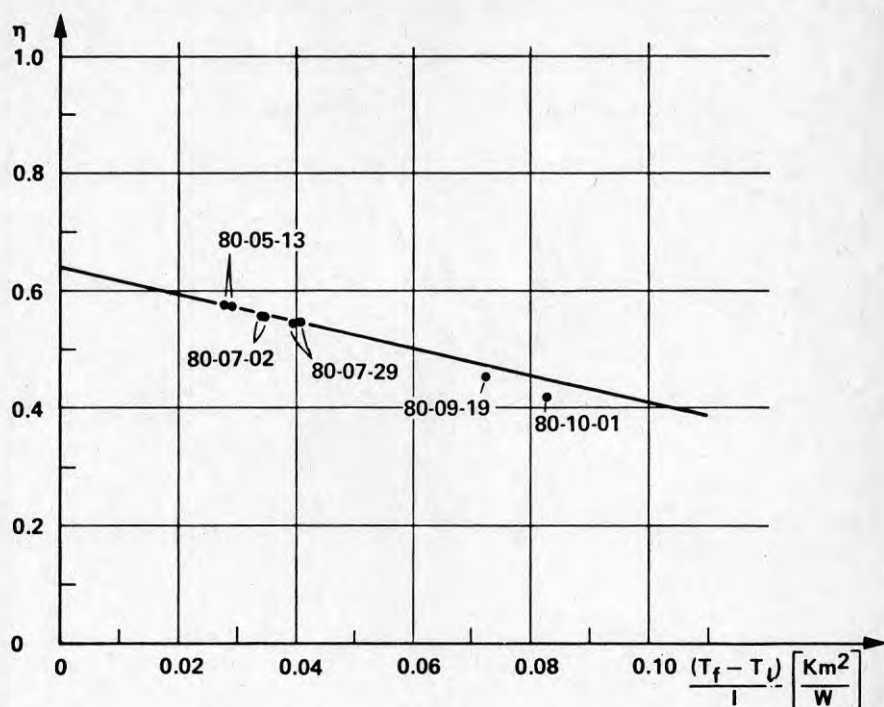




Figur 15

Årsfördelning av insamlad solenergi 1979 och 1980.

Förändringen av solfångarnas effektverkningsgrad med tiden ger ett mått på hur mycket energiutbytet påverkas av de förändringar på solfångarna som kan observeras. Verkningsgraden under 1980 presenteras som funktion av driftparametern  $(T_f - T_l)I$ . I diagrammet finns inlagd en uppmätt kurva för en enskild helt ny modul.



Figur 16

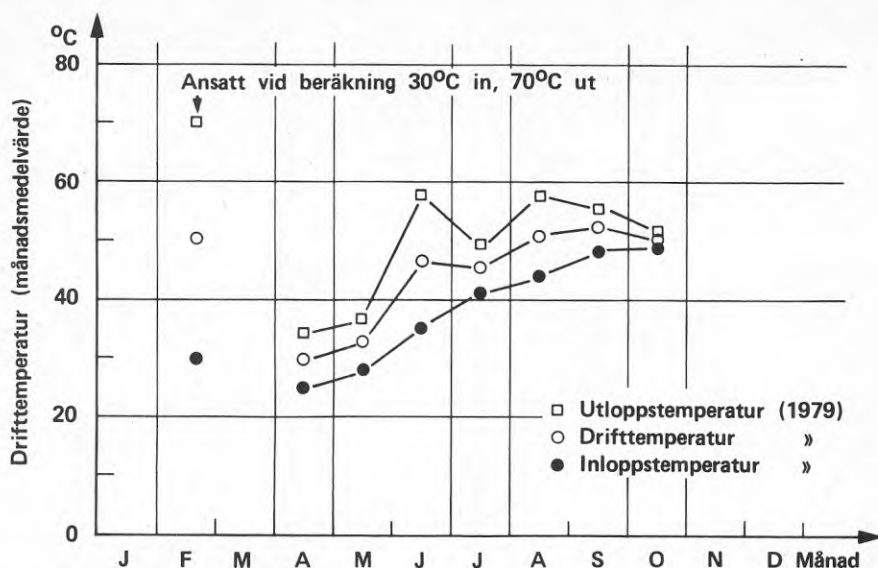
Variation i effektverkningsgrad för solfångarna under 1980.

$T_f$  = medelvärde av in- och utloppstemperatur till solfångarna, K

$T_l$  = lufttemperatur vid solfångarna, K

$I$  = total solinstrålningstäthet i solfångarnas plan,  $\text{W/m}^2$

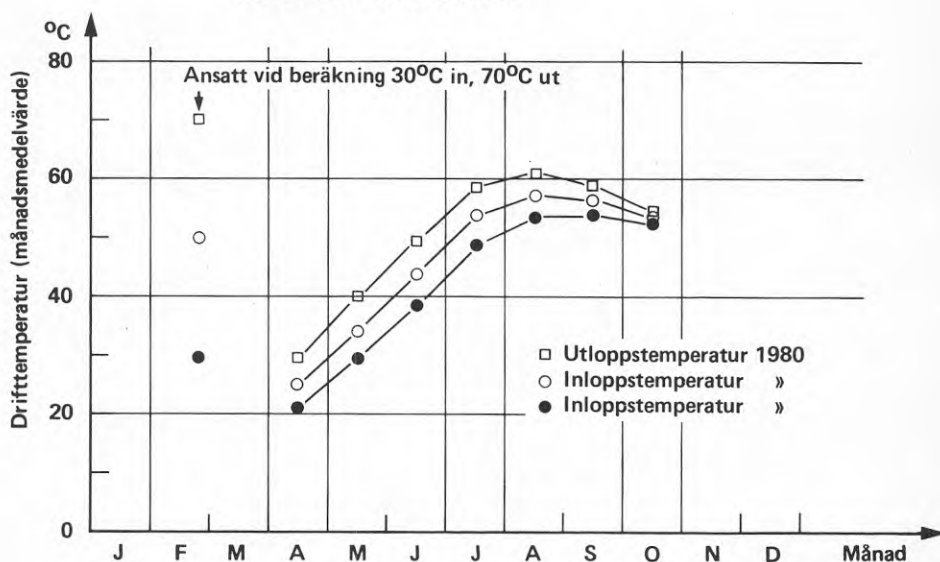
Drifttemperaturen har under de två säsongerna varierat mellan ca 30°C och 55°C.



Figur 17

Drifttemperatur för solfångarna 1979.

## DRIFTTEMPERATUR 1980



Figur 18

Drifttemperatur för solfångarna 1980.



Flödet i solfångarkretsen har varierat mellan  $4.1 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$  och  $1.0 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$ . Första driftsäsongen justerades flödet så att returtemperaturen från solfångarna blev maximalt  $70^\circ\text{C}$  vid bästa solinstrålningstäthet utom under juli och augusti då gränsen höjdes till  $80^\circ\text{C}$ .

Andra driftsäsongen har flödet hållits konstant på  $1 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$  under hela driftperioden för att inte ladda magasinet med högre temperatur än som kunde uppnås under driftsäsongen med tanke på den låga utgångstemperaturen  $22^\circ\text{C}$  i början av april.

Solskenstiden var 1 070 h under första driftsäsongen 24 april - 5 oktober 1979 och därav var solfångarna ur drift 171 h. Andra driftsäsongen har motsvarande siffror varit 1 250 h resp 52 h. Totala tillgängligheten första och andra året har varit 0.84 resp 0.96. Under 1980 är solfångarnas drifttid kortare än den tillgängliga solskenstiden 1 198 h, främst på grund av att driftperioden förlängts vår och höst då all soltid inte kan utnyttjas på grund av den låga solhöjden.

Värmeförlusterna från rörledningarna mellan solfångare och lagret är låga på grund av de korta avstånden. De två första säsongerna har förlusterna varit ca 1 400 kWh, vilket utgör 4.5 resp 3.7 % av värmeutbytet respektive år.

Tillskottsenergi i form av el krävs för driften. Totalt under andra säsongen har elförbrukningen varit 1 235 kWh, vilket utgör ca 3.5 % av värmeutbytet från solfångarna. Värdena är dock inte helt rättvisande eftersom cirkulationspumpen och vridmotorn är kraftigt överdimensionerade för att klara alla reglerfall. Med normala verknings-

grader blir elbehovet av storleksordningen 1 % av årsutbytet (beräknat för första driftsäsongen).

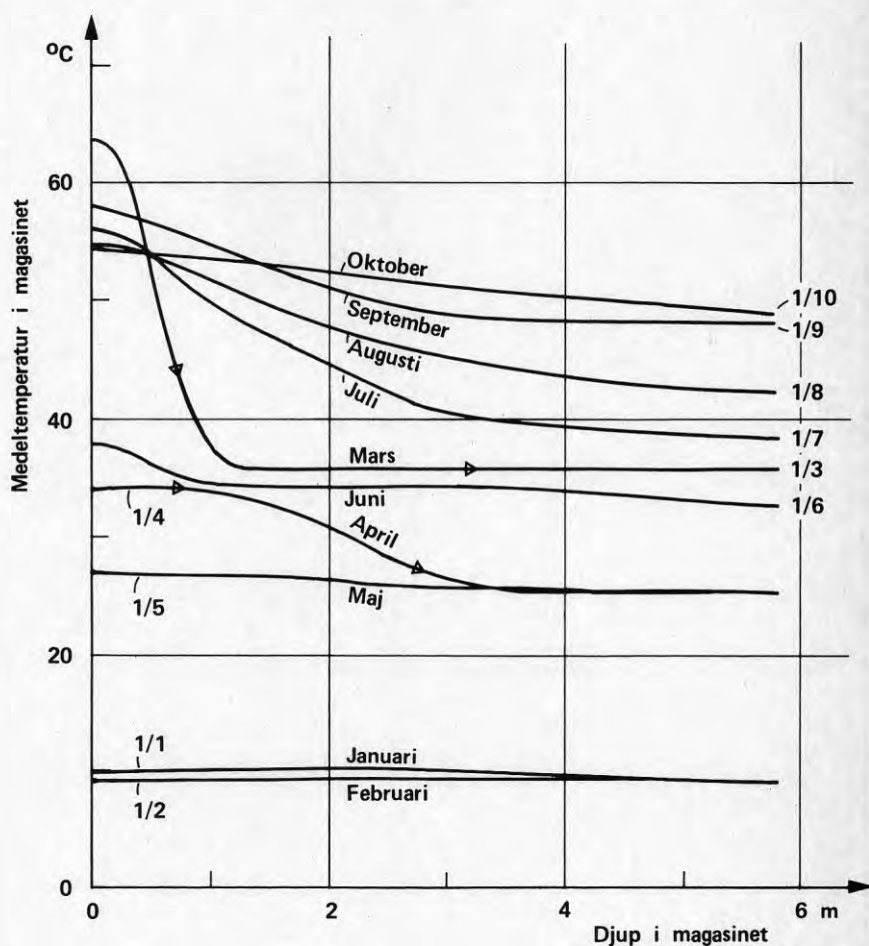
### 6.3 Magasin

Värmelagret fasades in till rätt medeltemperatur vid driftstarten i slutet på februari 1979. Sedan dess har lagret genomgått två uppladdningsperioder och en urladdningsperiod vintern 79/80. Under våren 1979 sjönk värmeinnehållet i lagret snabbare än väntat på grund av att smältvatten letat sig ned i lockisoleringen och att markisoleringen troligen fortfarande innehöll fukt från vattendränkningen i samband med haveriet i juli 1978. Utgångstemperaturen för första laddnings-säsongen blev därför 25°C istället för förväntade 30°C. Detta tillsammans med sänkt tillgänglighet för solfångarna och en extremt solfattig sommar gjorde att lagrets medeltemperatur endast nådde 51.3°C i slutet av september.

Värmen utnyttjades sedan till att värma kontorshuset fram till slutet av februari då magasinstemperaturen i toppskiktet gått ned så långt att framledningstemperaturen blev för låg för att klara dimensionerande utetemperaturen. Under mars sjönk temperaturen ytterligare och var nere i 22°C när solfångarna startades upp igen den 5 april. Den 15 april hade magasinets toppskikt dock laddats så mycket att kontorshuset kunde ta sin värme från lagret resten av uppvärmnings-säsongen. Totalt under 1980 har lagret kunnat leverera 17 500 kWh till kontorshuset vilket motsvarar ca 80 % av värmebehovet ett normalår.

Uppladdningen skedde med nära förväntad takt fram till början av augusti. Högsta medeltemperaturen nåddes i slutet av augusti då den ökat med 35°C till 57°C. Det ska jämföras med den förväntade temperaturökningen på 40°C från 30 - 70°C.

Både värmeuttag och värmeinlagring i magasinet sker via skiktfördelare så att magasinets temperaturfördelning kan styras och utnyttjas efter olika driftstrategier. Uppladdningen 1979 skedde med ett månadsvis konstant flöde genom solfångarna som avpassades så att maximala utloppstemperaturen blev 70 - 80°C. Temperaturskiktningen blev måttlig med ca 15°C skillnad mellan botten och topptemperatur som mest.

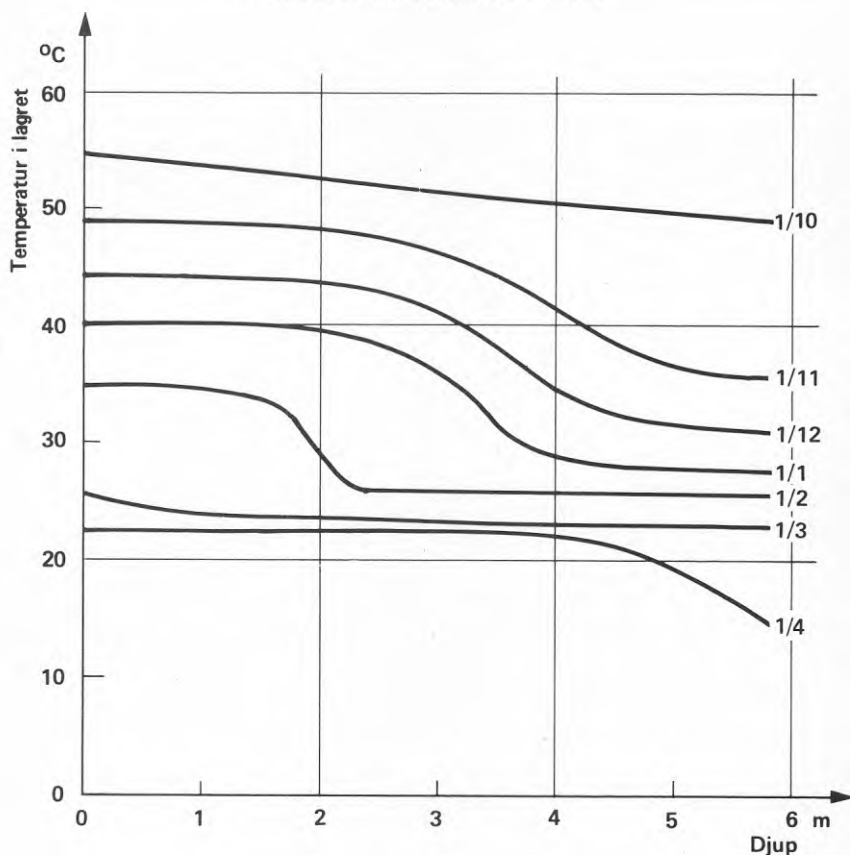


Figur 19

Temperaturfördelning i lagret under uppladdningssäsongen 1979.

Under eldningssäsongen 79/80 utnyttjades skiktningens möjligheten genom att värme togs ut från lägsta möjliga nivå i lagret med hänsyn till utomhustemperaturen. Därigenom kunde värmeinnehållet utnyttjas effektivt och det återstod hela tiden en reservvolym med högre temperatur för extremt kalla perioder. Topptemperaturen sjönk dock hela tiden trots att värmeuttaget därifrån var mycket litet. Det beror troligen på att lagret har så små dimensioner att "kallras" utmed magasinssidorna och värmeledning via fördelningsrören ej är helt försumbara.

#### URLADDNINGSSÄSONG 1979/80

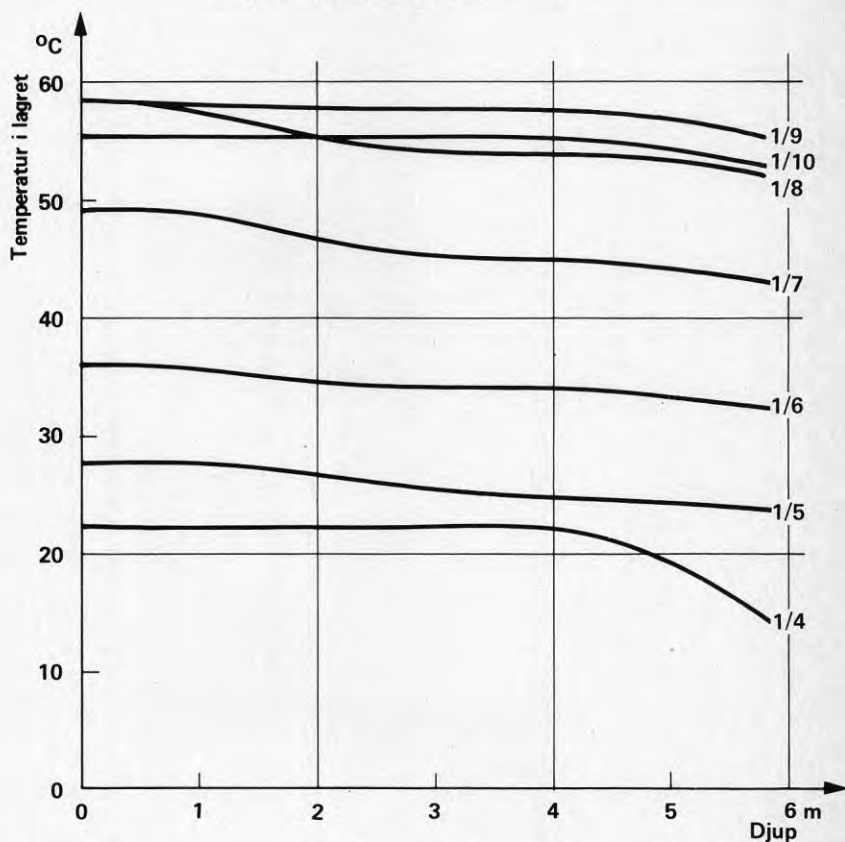


Figur 20

Temperaturfördelning i lagret under vintern 79/80.

Under uppladdningssäsongen 1980 valdes en driftstrategi med låg temperaturhöjning i solfångarna eftersom sluttemperaturen ej säkert kunde nå 70°C. Dessutom hade förra årets lägre flöden inte resulterat i en lägre inloppstemperatur till solfångarna. Orsaken till detta är att värme leds från högre liggande skikt och att solfångarna levererar energi till lägre nivåer vid låg instrålningstäthet så att botten temperaturen stiger snabbare än väntat.

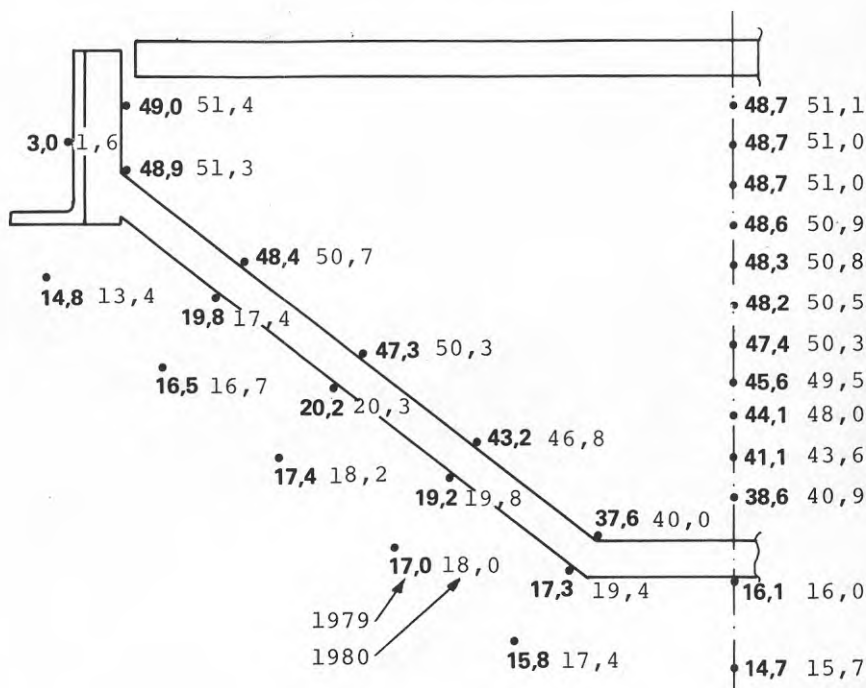
#### UPPLADDNINGSSÄSONG 1980



Figur 21

Temperaturfördelning i lagret under uppladdningssäsongen 1980.

Marktemperaturerna intill lagret har ändrat sig något med tiden. Temperaturerna den 1 november 1980 skiljer sig från värdena 1 november 1979 med ca 1 - 2°C. Nära markytan är temperaturerna lägre och på större djup något högre än ett år tidigare. Lagrets medeltemperatur 1 november är ca 3°C högre 1980 medan lufttemperaturen under oktober varit 1°C lägre än året före.



Figur 22

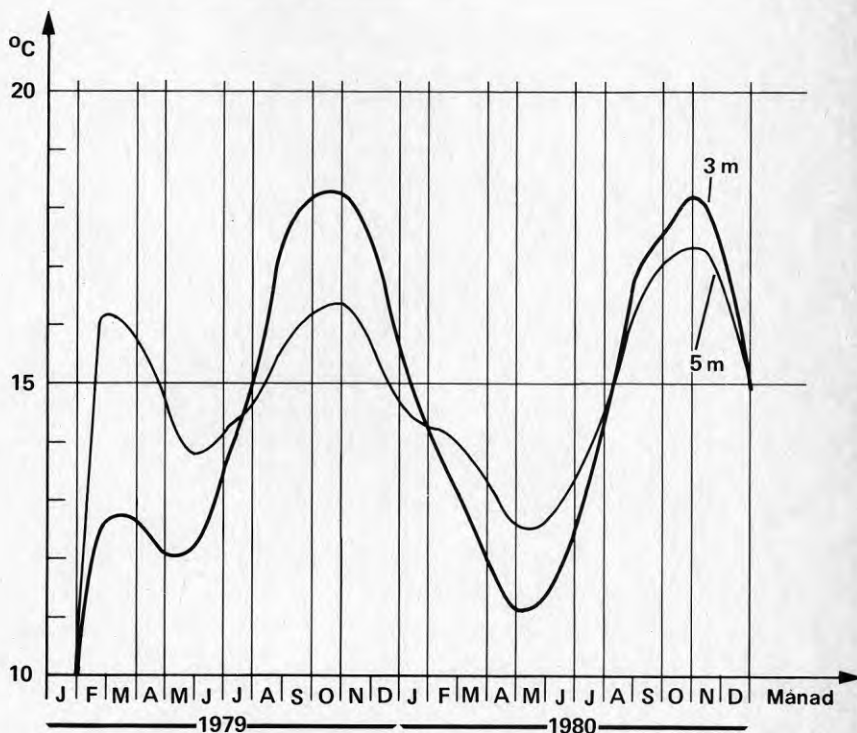
Temperaturfördelning vid lagret 1 november 1979 respektive 1980.

För att belysa tidsförloppet för temperaturen i marken har mätvärden för två marktemperaturgivare placerade på 1 m avstånd ut från maga-



sinet och på 3 m respektive 5 m djup lagts in i ett diagram. Förloppet visar en mycket snabb infasning av temperaturerna från ca 10°C utgångstemperatur i samband med grundladdningen av magasinet under februari 1979, se Figur 23. Tidsförlopp för två marktemperaturgivare på 3 m resp 5 m djup, 1 m ut från lagret.

### MARKTEMPERATUR



Värmeförlusterna från lagret beräknas dels ur energibalansen för anläggningen och dels teoretiskt ur temperaturförhållandena i och omkring magasinet.



Vid dimensioneringen av anläggningen beräknades att värmeförlusterna från lagret skulle bli ca 19 000 kWh per år. Under perioden 1 december 1979 - 1 december 1980 har värmeförlusterna uppmätts till 18 300 kWh. Magasinstemperaturen har dock varit något lägre än förväntat. Fuktgivare i markisoleringen visar att isoleringen är helt torr utom på en punkt nära markytan där regnvatten kan ha letat sig in. Mot undersidan av bottenisoleringen förekommer fukt men givare strax ovanför visar att fukten inte trängt in i isoleringen.

Vid några tillfällen har små mängder vatten trängt ned i lockisoleringen i samband med kraftiga regn eller snabb avsmältning av snö. Plåtinklädnaden av locket har då inte kunnat föra bort allt vattnet och små svårlokaliserade hål i tätduken ovanpå isoleringen har släppt igenom vatten ned i isoleringen. Vattnet har pumpats bort inom några dygn men en viss fuktupptagning i isoleringen har inte kunnat undvikas.

En provbit av lockisoleringen uttagen 80-04-01 på ca halva radien från centrum uppvisade en fukthalt av 2.1 volymprocent i genomsnitt, vilket motsvarar en ökning av värmeledningstalet med ca 8 %.

Fukten var koncentrerad till över- och underytorna av isoleringsskiktet, vilket tyder på att vatten förångats från underytan och via skarvarna mellan isolerblocken nått överytan där ångan kondenserat.

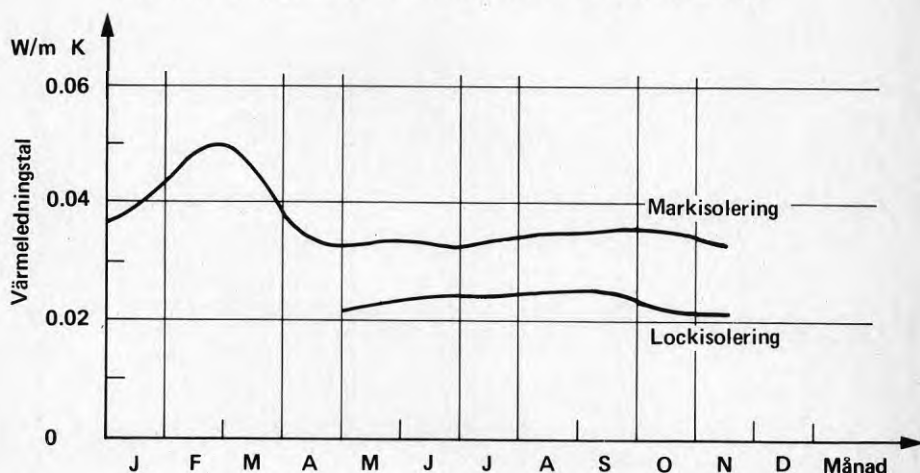
Genom montering av dropplister på nederkanten av solfångarna har avrinningen förbättrats så att lockisoleringen har hållits fri från fukt under sommaren.

Från och med maj 1980 har en mätskiva placerats på locket för att bestämma förändringar i isoleringens värmeledningstal. Värdet har ökat något under sommaren men under hösten har isolerförmågan återgått till initialvärdet. Förloppet kan förklaras med att isoleringen arbetat vid varierande medeltemperatur, vilket normalt påverkar värmeledningstalet enligt den uppmätta kurvan.

Värmeledningstalet för markisoleringen beräknas också kontinuerligt ur temperaturfördelningen vid lagret.

Förändringen av värmeledningstalen för markisolering och lockisoleringen visas i Figur 24.

#### VÄRMELEDNINGSTAL 1980, MARK- OCH LOCKISOLERING



Figur 24

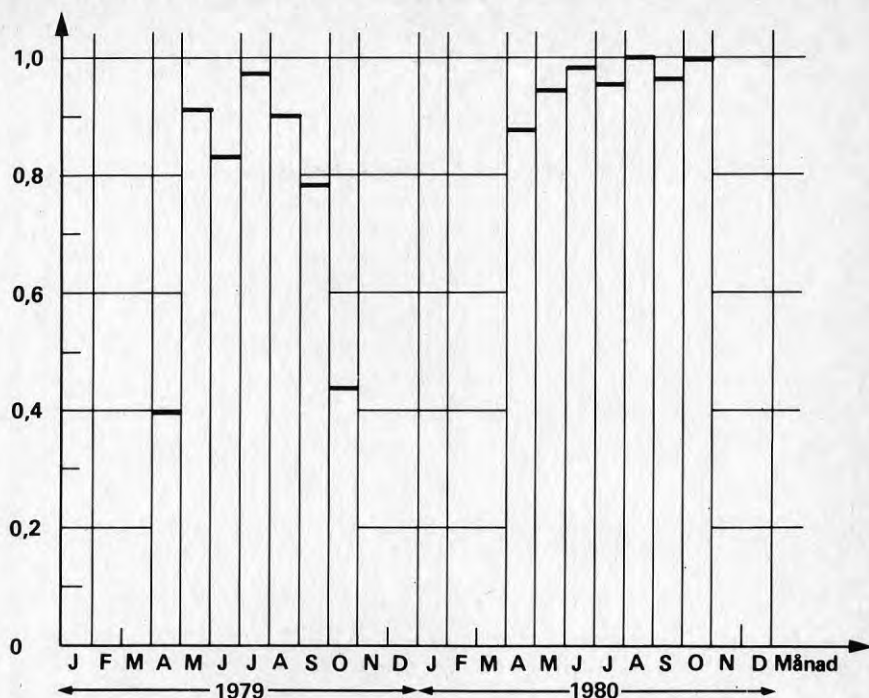
Värmeledningstal för mark och lockisolering.

#### 6.4 Tillgänglighet

Driftperiodens längd och tillgänglighet under laddningssäsongen måste beaktas vid bedömning av energiutbytet från anläggningen. Vid dimensioneringen av anläggningen beräknades att solfångarna skulle leverera värme under perioden mars t o m oktober. De första två åren har driftperioden blivit kortare. 24 april - 5 oktober 1979 och 5 april - 21 oktober 1980. Orsaken är främst att solfångarsystemet inte konstruerades för att klara frostnätter under driftperioden så att kompletteringen i efterhand försvårades avsevärt.

Med tillgänglighet avses här den andel av solskenstiden som solfångarsystemet varit i driftklart tillstånd. På grund av den stora intensitetskillnaden i solinstrålningen som normalt råder mellan solskenstid och icke solskenstid ger detta tidstillgänglighetsbegrepp även en indikation på energitillgängligheten. Tillgängligheten under de två första driftsäsongerna visas i Figur 25.

## TILLGÄNGLIGHET



Figur 25

Tillgänglighet för solfångarsystemet under 1979 och 1980.

Dräneringssystemet för solfångarna modifierades under våren. På grund av oväntat långa leveranstider på rörarbeten och elektriska inkopplingsarbeten fördröjdes driftstarten till 5 april.

Under tiden 5 - 30 april var solfångarna ur drift (2.5 dagar)

- $\frac{1}{2}$  dag      Intrimning av reglerutrustning.
- $\frac{1}{2}$  dag      Kedjan för lockvridning för hårt spänd. Spårade ur.
- $\frac{1}{2}$  dag      Logikfel stoppade solfångarcirkulationen.

- $\frac{1}{2}$  dag      Reglerfel. Locket följde inte solen.
- $\frac{1}{2}$  dag      Lockvridning, fel på grund av störningar i larmautomatik.

Under maj var solfångarna ur funktion (2.5 dagar)

- $\frac{1}{2}$  dag      Brytpinne för lockvridning hade gått av (utmattning).
- 1 dag      Lockvridning strejkar. Starttidur ur fas.
- 1 dag      Övertemperaturautomatik hade löst ut och backat locket.

Under juni var solfångarna ur drift (0.5 dagar)

- $\frac{1}{4}$  dag      Strömavbrott i samband med åskväder. Lockvridning fel startläge.
- $\frac{1}{4}$  dag      Uppstartning solfångarkrets fungerade inte reglerfel.

Under juli var solfångarna ur drift (1.5 dagar)

- $\frac{1}{2}$  dag      Locket backade för tidigt till startgränsläget, elektronikfel.
- $\frac{1}{2}$  dag      Locket backade. Övertemperaturautomatik utlöst givartröghet.
- $\frac{1}{2}$  dag      "-

Under augusti var solfångarna i drift hela perioden utom ett kort avbrott på grund av strömbortfall när en jordfelsbrytare löste ut i kontorshuset.

Under september var det driftavbrott 1 d

- $\frac{1}{2}$  dag      Reparation av lockvridning. Kortslutning i reglerutrustning.

- ½ dag Övertemp automatik löste ut gränsvärde för lågt.
- 1/4 dag Locket backade på eftermiddagen.
- 1/4 dag Lockvridning backar på förmiddagen. Skugga från träd.

Under oktober var anläggningen i drift hela perioden.

Tillgängligheten har höjts under 1980 jämfört med första driftsäsongen. Några av åtgärderna som vidtagits:

- Frysskyddet för solfångarkretsen har kompletterats med fler dräneringspunkter och bättre rördragning.
- Solfångarpumpen har försetts med en självsugande matarpump som fyller upp sugledning och pumphus före start.
- Omplacering av reglergivare för skiktningsskiftningen.
- Byte av säkringshållare som glappade och gav störningar och variationer i matningsspänning till styr- och reglerutrustningen.
- Komplettering av automatiken för start av solfångarkretsen vid delvis skugga från träd eller byggnader.
- Komplettering av lockvridningsautomatiken. Urkoppling av solscensor vid mulet väder.

## 6.5 Energibalans

Energibalansen för solvärmecentralen under 1979 och 1980 har sammanställts månadsvis för att ge en totalbild av prestanda för anläggningen. Tabell 1 och 2 visar energiflöden 1979 resp 1980. Några av värdena presenteras i diagramform i Figur 26.

Tabell 1

Energibalans för solvärmecentralen 1979

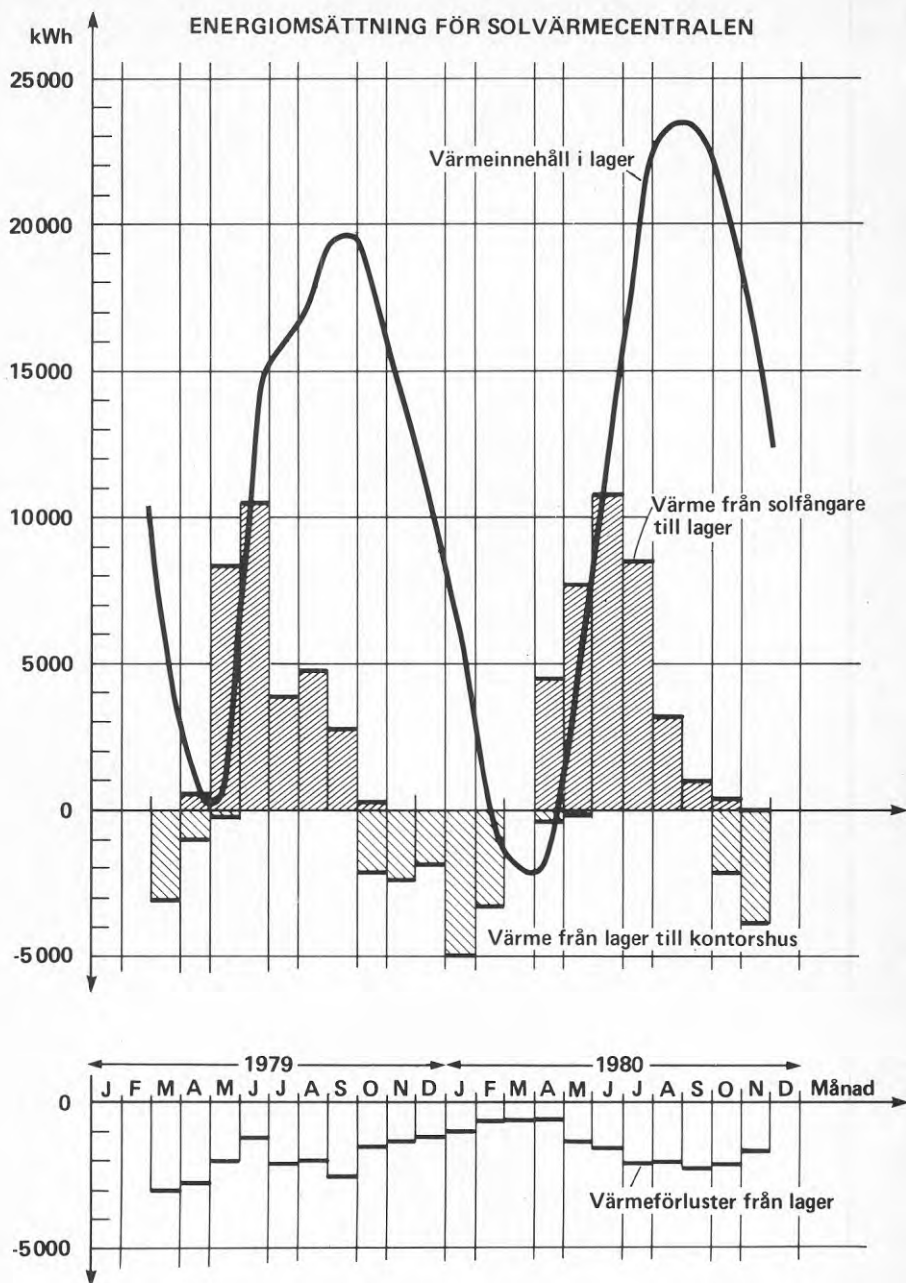
1979									
	Total solinstrålning i solfångarnas plan under drifttid (kWh)	Solskenstid (% av normalår)	Energi från solfångare till lagret (kWh)	Värmeuttag till kon- torshus (kWh)	Värmeförluster från lagret (kWh)	Ändring i lagrets energi- innehåll (kWh)	Energiinnehåll i lagret vid månadens slut	Medeltemperatur i lagret vid månadens slut	
Jan	-		0				10 593	39.2	
Feb	-		0				3 562	29.7	
Mar	-		0	(3 188)	(3 843)	-7 031	134	25.0	
Apr	1 506	0.72	470	(1 044)	(2 854)	3 428	6 067	33.1	
Maj	13 938	0.77	8 285	252	2 100	5 933	15 154	45.5	
Jun	16 844	0.85	10 434	0	1 347	9 087	16 752	47.7	
Jul	9 696	0.42	3 784	0	2 186	1 598	19 363	51.2	
Aug	14 307	0.88	4 745	0	2 134	2 611	19 413	51.3	
Sep	7 876	1.07	2 787	0	2 737	50	15 920	46.5	
Okt	551	0.89	195	(2 093)	(1 595)	-3 493	12 076	41.3	
Nov	-		0	(2 436)	(1 408)	-3 844	8 887	37.0	
Dec	-		0	1 862	1 327	-3 189			
	64 718	0.78	30 700	10 875	21 531	-1 706			



Tabell 2

## Energibalans för solvärmecentralen 1980

1980								
	Total solinstrålning i solfångarnas plan under drifttid (kWh)	Solskenstid (% av normalår)	Energi från solfångare till lagret (kWh)	Värmeuttag till kon- torshus (kWh)	Värmeförluster från lagret (kWh)	Ändring i lagrets energi- innehåll (kWh)	Energiinnehåll i lagret vid månadens slut	Medeltemperatur i lagret vid månadens slut
Jan	-		0	5 060	1 119	-6 179	2 708	28.7
Feb	-		0	3 385	725	-4 110	-1 402	23.1
Mar	-		0	33	738	-771	-2 173	22.1
Apr	10 227	0.82	4 054	225	677	3 152	979	26.3
Maj	15 746	0.79	7 732	146	1 402	6 184	7 163	34.7
Jun	21 606	0.92	10 795	0	1 758	9 037	16 200	46.8
Jul	20 899	1.05	8 457	0	2 137	6 320	22 520	55.4
Aug	11 559	0.64	3 175	0	2 115	1 060	23 580	56.8
Sep	2 554	0.63	929	0	2 319	-1 390	22 190	54.9
Okt	1 570	0.97	266	2 136	2 130	-4 000	18 190	49.5
Nov	-		0	3 865	1 815	-5 680	12 510	41.9
Dec	-		0	2 645	1 446	-4 091	8 419	36.4
84 200		0.83	35 408	17 495	18 381	-468		



Figur 26

Energibalans för solvärmecentralen under 1979 och 1980.

## 7. EKONOMI

Solvärmecentralen i Studsvik är en försöksanläggning byggd i så liten skala att energikostnaden inte blir representativ för systemtypen.

Ekonomi kan dock bedömas genom omräkning till en fullstor anläggning för 400 lägenheter.

Med 4 % realränta, en kostnadsökning för konkurrerande bränslen som är 2 % mer än inflationen, och 25 års avskrivningstid blir energikostnaden ca 24 öre/kWh. Investeringskostnaden utgör 18 öre/kWh och fördelar sig på systemdelarna enligt:

Magasin	21 %
Solfångare	51 %
Värmecentral	15 %
Distributionssystem	13 %

Solfångarna är den största kostnadsposten. Men här finns också en stor potential för kostnadsreduceringar genom t ex integrering av solfångarna i lockisoleringen.

## 8. DISKUSSION

Vissa avvikelser från förväntade värden förekommer även under 1980 års drift. En mängd olika faktorer påverkar energiutbytet. Under året har mätsystemet förbättrats för att täcka in fler parametrar och även direkt beräkna ett kvantitativt mått på deras inverkan.

### 8.1 Solinsamling

Årsutbytet från solfångarna under 1980 blev 35 408 kWh eller knappt 300 kWh/m<sup>2</sup> år. Solfångarna gavs vid konstruktionstillfället ej en optimal lutningsvinkel på grund av en överdriven rädsla för vindlaster. Med optimal lutningsvinkel 55° skulle utbytet ha blivit ca 400 kWh vilket är det värde som skall jämföras med andra anläggningar.

Vid dimensioneringen av anläggningen saknades det noggranna verifierade beräkningsprogram för koncentrerande solfångare. Därför konstruerades ett dataprogram beskrivet i Referens 1. Det kunde då bara verifieras korttidsmässigt med mätresultat för prototypsolfångare. Solfångarmodellen överensstämmer med beräkningskanalen QSLF (se Ekvation 2).

Resonemanget kring överensstämmelsen mellan förväntade och uppmätta värden för solfångarna har indelats i följande punkter:

1. Degradering av solfångarna
2. Beräkningsmodell för solfångarna
3. Beräkningsmodell för solinstrålning
4. Noggrannhet i solinstrålningsmätningarna
5. Sammanställning av orsaker till avvikelse mellan förväntade värden och resultat

### 8.1.1 Degradering av solfångarna

Regelbundna mätningar av effektverkningsgraden har visat att solfångarna har behållit sin effektivitet, se Figur 16. En svag nedgång mot slutet av driftsäsongen uppmärksammades såväl 1979 som 1980. Det kan till stor del förklaras med att värmeutbytet från solfångarna inkluderar värmeförlusterna från rörsystemet mellan solfångare och lager. Dessa förluster ökar mot slutet av driftsäsongen genom att drifttemperaturen stiger samtidigt som omgivningstemperaturen sjunker. En annan faktor som kan spela in 1980 är en försämring av absorATORYtan på två specialtillverkade solfångare med selektiv yta. Ytan var helt metallblank då. Orsaken kan vara olämpliga tillverkningsbetingelser för provabsorbatorerna, och absorbatorrören har bytts ut för att kontrollera detta under nästa driftsäsong. I övrigt har absorbatorrören behållit sin mattsvarta ytbeläggning utom på några punkter där ytan vitnat fläckvis nära lödfogen mellan fläns och rör. Troligen beroende på bristande rengöring från flussmedel m m före ytbehandlingen.

Reflektorfolien har mattats något i nederdelen av solfångarna troligen på grund av kondensfukt som fälls ut när denna del skuggas av solfångarraden framför. Provbitar från en av solfångarna visar att reflektionstalet sjunkit med ca 4 %. Inverkan på värmeutbytet blir mindre eftersom den försämrade delen av reflektorytorna är skuggad en stor del av drifttiden och när den är i funktion så omvandlas reflektionsförlusterna till en temperaturökning på luften ovanför absorbatoren så att värmeförlusterna minskas.

Glasningen på vissa solfångare har fått en tunn beläggning på insidan. Utsidan däremot hålls ren av regn och avkasande snö.

Tidvis förekommer också kondens på insidan av glaset. Kondensfukten fälls dock ut på skuggade delar av glasningen eller i en smal sträng rakt ovanför absorbatoren där glaset har en lägre temperatur. Detta gör att kondensbildningen får liten inverkan på värmeutbytet. Temperaturfördelningen på glasytan har också mätts upp med värmekamera och överensstämmer mycket väl med kondensmönstret.

Under våren förekommer också frost och snö på glasningen men det har visat sig att genom att solfångarna orienteras mot solen och infallsvinkeln minskar så tränger tillräckligt med strålning igenom skiktet och beläggningen tinas underifrån så att den kasar av. På detta sätt förloras högst någon timme drifttid de dygn då det finns snö eller frost på solfångarna. När skiktet kasar av erhålls också en viss rengöringseffekt på glasningen.

Solfångarna är indelade i 12 st parallellkopplade enheter. Fördelningen på utgående temperaturer mäts för att man ska kunna upptäcka onormala avvikelser i flöde och värmeutbyte. Genom att kretsarna är nära symmetriskt uppkopplade har fördelningen blivit mycket jämn utan bruk av de reglerventiler som finns installerade.

#### 8.1.2 Beräkningsmodell för solfångarna

Den tidigare beskrivna beräkningskanalen QSLF, se Ekvation 2 ger ett noggrannt referensvärde på



vad solfångarna borde ha levererat under de verkliga driftbetingelserna om de fungerat med den effektivitet som antogs vid dimensioneringen av anläggningen.

Det teoretiskt förväntade värmeutbytet 1980 under den tid datormätsystemet fungerat helt utan avbrott blev 28 600 kWh och motsvarande uppmätta värde blev 27 700 kWh. Avvikelsen på 3 % ligger inom felmarginalerna för ingående mätningar och beräkningar och jämförelse av korttidsvärden vid klart väder då modellen gäller med bästa noggrannhet ger en betydligt mindre avvikelse.

Detta innebär att modellens antagande om ett utnyttjande av 25 % av den diffusa instrålningen stämmer ganska väl.

De koncentrerande CPC-solfångarna även långtidsmässigt och vid varierande väderlek visar sig fungera med förväntad effektivitet.

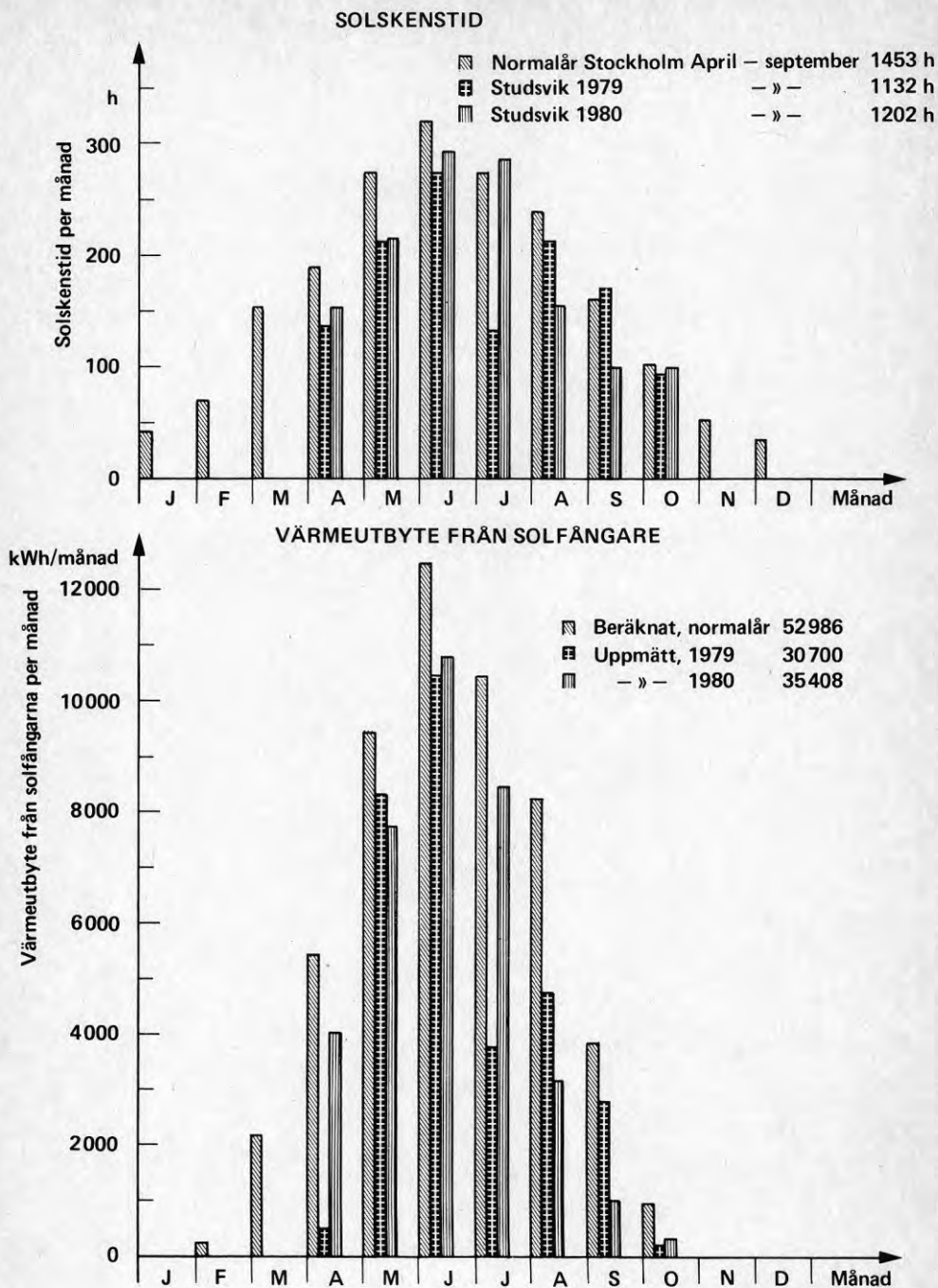
#### 8.1.3 Beräkningsmodell för solinstrålning

Eftersom lämpliga mätdata på solinstrålning inte fanns tillgängliga vid dimensioneringen av anläggningen blev det nödvändigt att även beräkna solinstrålningen med en modell. Som utgångspunkt valdes mätvärden på solskenstid. Vid beräkningen ansattes att det skulle råda helt klart väder under den dominerande delen av solskenstiden. Solinstrålningsmodellen kontrollerades korttidsmässigt mot mätdata klara dagar och långtidsmässigt genom beräkning av direkt solinstrålning mot en horisontell yta med uppmätta värden på solskenstid för Stockholm som indata. Resultatet blev  $640 \text{ kWh/m}^2$  år. Motsvarande mätvärde är  $589 \text{ kWh/m}^2$  år.



En motsvarande kontroll för driftperioden 1980 gav till resultat att den beräknade solinstrålningen i solfångarnas plan under drifttid enbart utgående från solskenstid är ca 9 % högre än den uppmätta instrålningen för samma period. Avvikelsen tyder på att enbart solskenstid som indata till instrålningsberäkningen i programmet kan ge för höga förväntade värden på värmeutbytet från solfångarna. För 1980 är denna avvikelse ca 5 500 kWh eller 10 % av det förväntade värmeutbytet.

Förväntade värden och mätvärden på solskenstid och värmeutbyte visas i Figur 27.

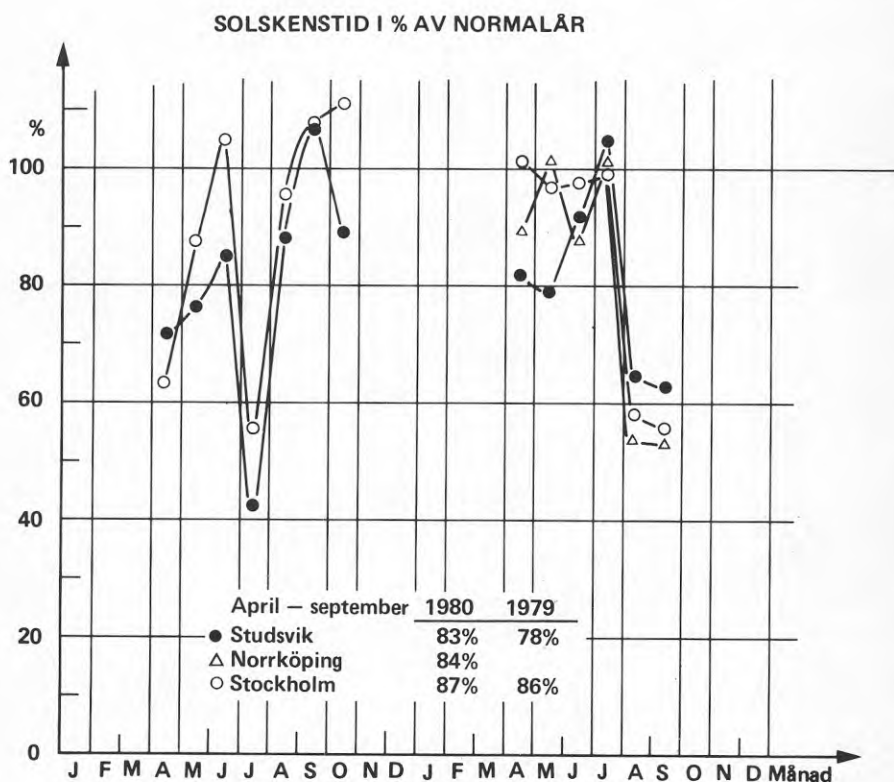


Figur 27

Solskenstid respektive värmeutbyte från solfångare. Förväntat, uppmätt 1979 och uppmätt 1980.

#### 8.1.4 Noggrannhet i solinstrålningsmätningarna

Mätnoggrannheten för solinstrålningsparametrarna har avgörande betydelse för bedömning av resultaten. För att ge en uppfattning om detta visas här en jämförelse mellan Stockholm, Norrköping och Studsvik. Figur 28 visar solinstrålningen i procent av normalår för de tre orterna. Tendensen månad för månad är mycket lika och utslaget på hela driftperioden är överensstämmelsen mycket god med tanke på avstånden mellan mätstationerna.



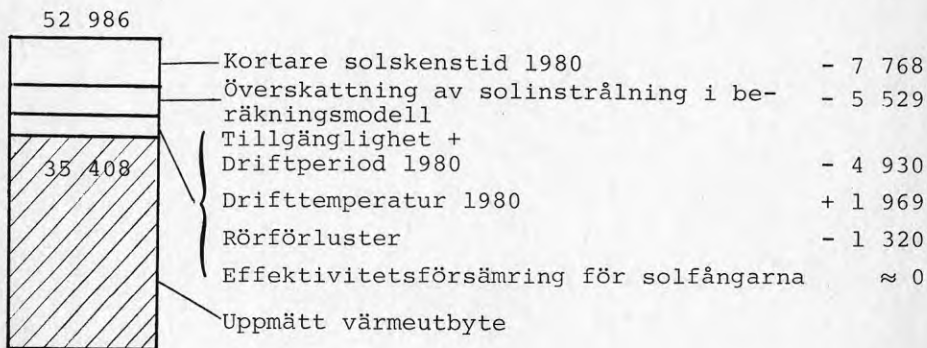
**Figur 28**

Solskenstid i procent av normalår för 1979 och 1980 (%).

Det är dock inte självklart att Norrköping, Studsvik och Stockholm skall ha samma solinstrålning. Studsvik borde snarare ha något högre instrålning på grund av att det ligger ute vid kusten. Under perioden 1961 - 1966 finns noggranna mätvärden på globalstrålning för Studsvik. Totalt under månaderna mars - oktober har mätvärdena för Studsvik varit 1.3 % högre än för Stockholm. Avvikelsen är dock knappast signifikant med tanke på mätosäkerheten vid solinstrålningsmätningar.

#### 8.1.5 Sammanställning av orsaker till avvikelse ----- mellan förväntade värden och resultat -----

Ursprungligen antogs att solfångarna skulle leverera 48 000 MWh. Men på grund av en konstruktionsförbättring på solfångarna i den slutliga versionen ökades det teoretiskt förväntade utbytet till 52 986 kWh ett normalår. I verkligheten uppmättes 35 408 kWh 1980. Avvikelsen beror på följande faktorer:



## 8.2 Värmemagasinering

Den låga utgångstemperaturen på våren 1980 och en solfattig avslutning på sommaren gjorde att lagret inte nådde avsedd maxtemperatur.

Värmeförlusterna från lagret har varit ca 4 % lägre än förväntat under 1980. Det kan till stor del förklaras med att medeltemperaturen i lagret varit något lägre än beräknat. För att bestämma förlusternas storlek under aktuella temperaturnivåer har en teoretisk värmeförlustmodell använts. Den är baserad på mätning av ett 20-tal temperaturer i magasin och omgivning, se Avsnitt 5 Ekvation 1.

Modellen tar dock inte hänsyn till spalter, genomföringar etc. Resultatet från beräkningarna visar att de ideala förlusterna från magasinet skulle ha varit 14 600 kWh. Under 1979 gjordes en uppskattning av värmeförlusten i spalten runt locket grundat på mätning av kondenserat vatten. Dessa förluster svarar mot 1 400 kWh/år. Förlusterna vid röranslutningarna till lagret kan mycket grovt uppskattas till 600 kWh/år. Modellen plus uppskattade förluster ger till resultat att totala förlusten 1980 skulle ha varit ca 16 600. Den uppmätta förlusten 1980 var 18 400 kWh. Skillnaden blev således 1 800 kWh.

Det finns flera tänkbara orsaker till avvikelser. Skarvar mellan isolerblocken kan ge konvektiva förluster och därtill kommer förändring av värmeledningstalen i isoleringen genom fuktupptagning och kompaktering. Det är svårt att kvantifiera inverkan av dessa faktorer, men t ex markens och lockets värmeledningstal som mäts

separat har följt samma tendens som totalförlusterna, se Figur 23. Inspektioner med värmekamera har inte visat några stora lokala värmeläckor vid skarvar eller tätklaff.

Köldbryggorna har åtgärdats genom modifiering av bl a rörutgången till kontorshuset, så att inga stora förluster ska uppstå där. Inverkan blir dock större vid ett litet prototypmagasin än i full skala.

Absolutnoggrannheten i beräkningskanalen för ideala värmeförluster är också begränsad eftersom mätpunkterna av praktiska skäl inte kan täcka in hela magasinets omslutningsyta.

Med ledning av beräkningsmodellen och mätresultat får kommande år visa om det är fråga om en fortsatt degradering av isoleringen eller om avvikelserna beror på det konstruktiva utförandet av magasinisisoleringen.



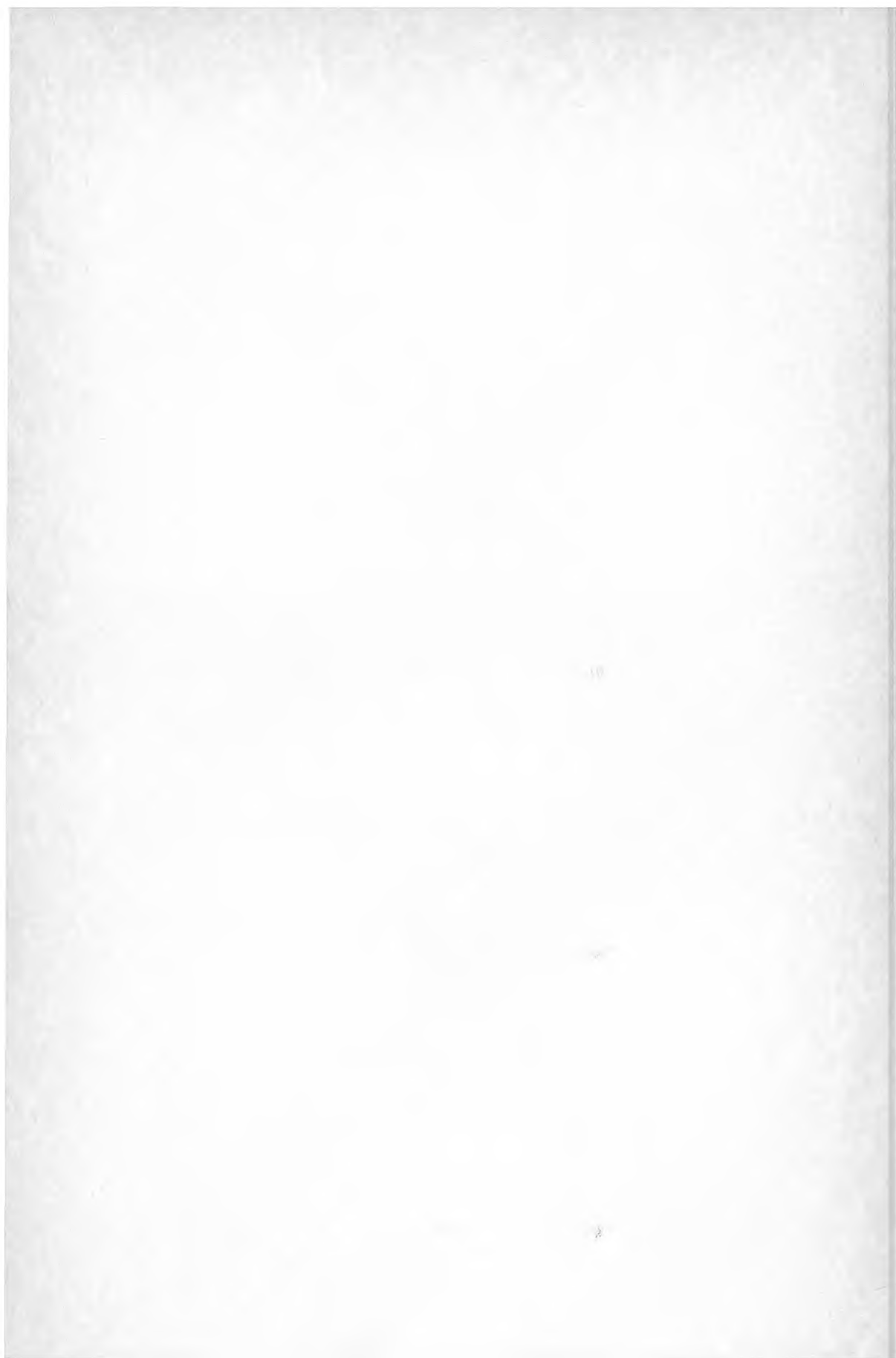
## 9. SLUTSATSER

- o Solvärmecentralsprototypen har energimässigt väl motsvarat förväntningarna när resultaten relateras till aktuella driftförhållanden.
- o Avvikelsen mellan uppmätta och förväntade värden beror främst på onormalt låg solinstrålning under uppladdningssäsongerna 1979 och 1980 och en något kortare driftperiod än beräknat för solfångarna.
- o Mätningarna har visat att de koncentrerande CPC solfångarna har fungerat enligt förväntningarna, både vad gäller direkt och diffust ljus liksom värmeförbehåll, och värmeförluster.
- o Värmeförlusterna från lagret har varit något lägre än förväntat under 1980. Delvis beroende på den lägre temperaturnivån i lagret under året.
- o Tillgängligheten under 1980 har varit hög. Driftavbrotten har främst uppstått vid de driftfall som inte gått att förutse och beakta vid konstruktionen av prototypen.
- o Skiktningsmöjligheten i lagret har främst varit användbar under urladdningsperioden för att separera det kalla returvattnet från kontorshuset från användbara skikt i lagret.
- o Den långa mättiden och de korta tidskonstanterna för vissa mätkanaler ställer höga krav på driftsäkerhet hos mätsystemet och vissa parallellmätsystem har visat sig värdefulla som komplement.



## REFERENSFÖRTECKNING

1. ROSEEN, R, PERERS, B  
Solvärmecentralen i Studsvik.  
BFR rapport 770929-5.
2. RABL, ARI  
Comparison of solar concentrators.  
Dec 1975, Solar Energy Group, Argonne  
National Laboratory, Argonne, Illinois  
60439.
3. DUFFIE, J A, BECKMAN, W A  
Solar Energy Thermal Processes.  
1974, John Wiley & Sons, New York.
4. Uppgift från Lars Dahlgren, SMHI.
5. DOEBELIN, E O  
Measurement Systems Application and  
Design.  
1975 McGraw-Hill Kogakasha, LTD, Tokyo.



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag  
800069-3 från Statens råd för byggnadsforskning  
till Studsvik Energiteknik AB.**

**R59: 1981**

**ISBN 91-540-3499-X**

**Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm**

**Art.nr: 6700359**

**Abonnemangsgrupp:  
W. Installationer**

**Distribution:  
Svensk Byggtjänst, Box 7853  
103 99 Stockholm**

**Cirka pris: 25 kr exkl moms**